



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

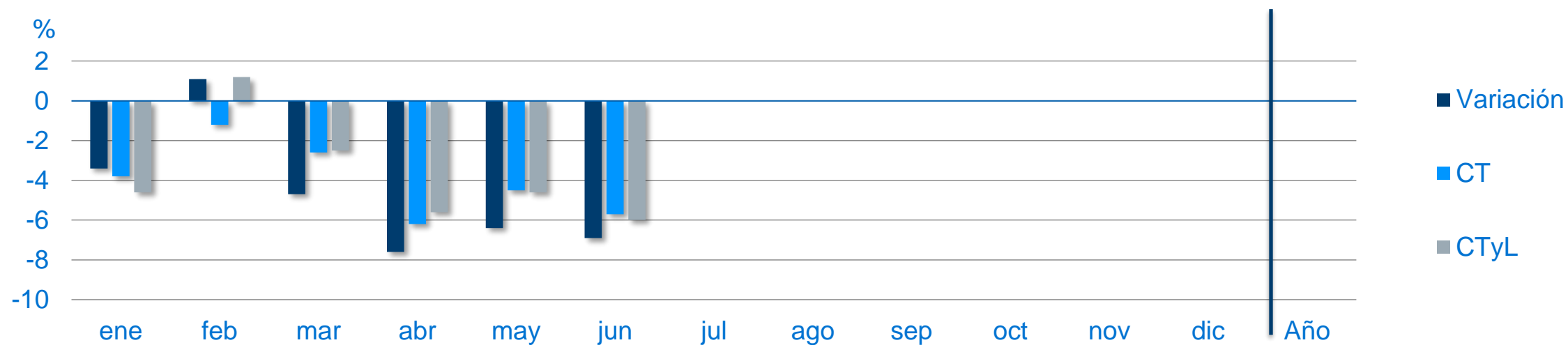


1. Consumo peninsular.

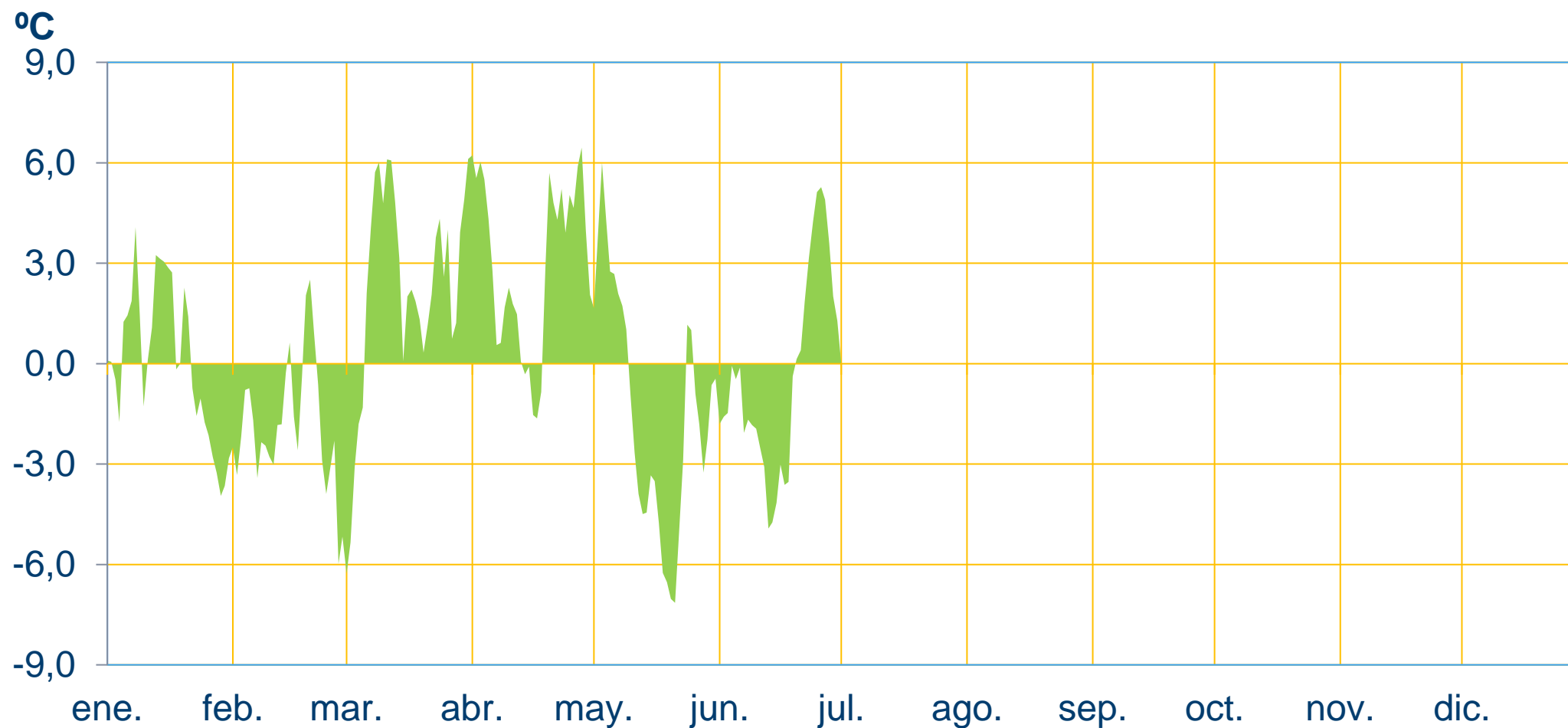
Evolución 2023

Datos Provisionales 30.06.23

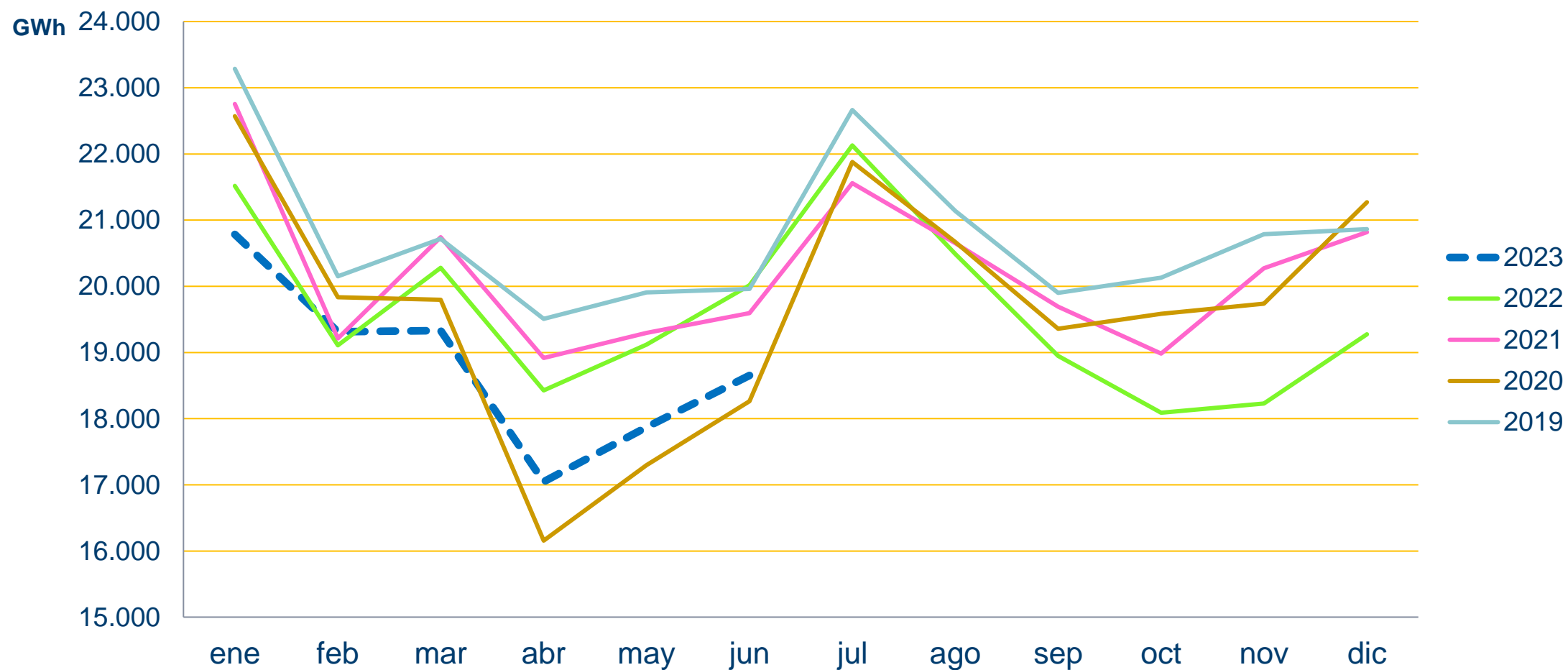
| | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|--------------------------------------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| Potencia máxima (MW) | 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 | | | | | | |



Datos Provisionales 30.06.23



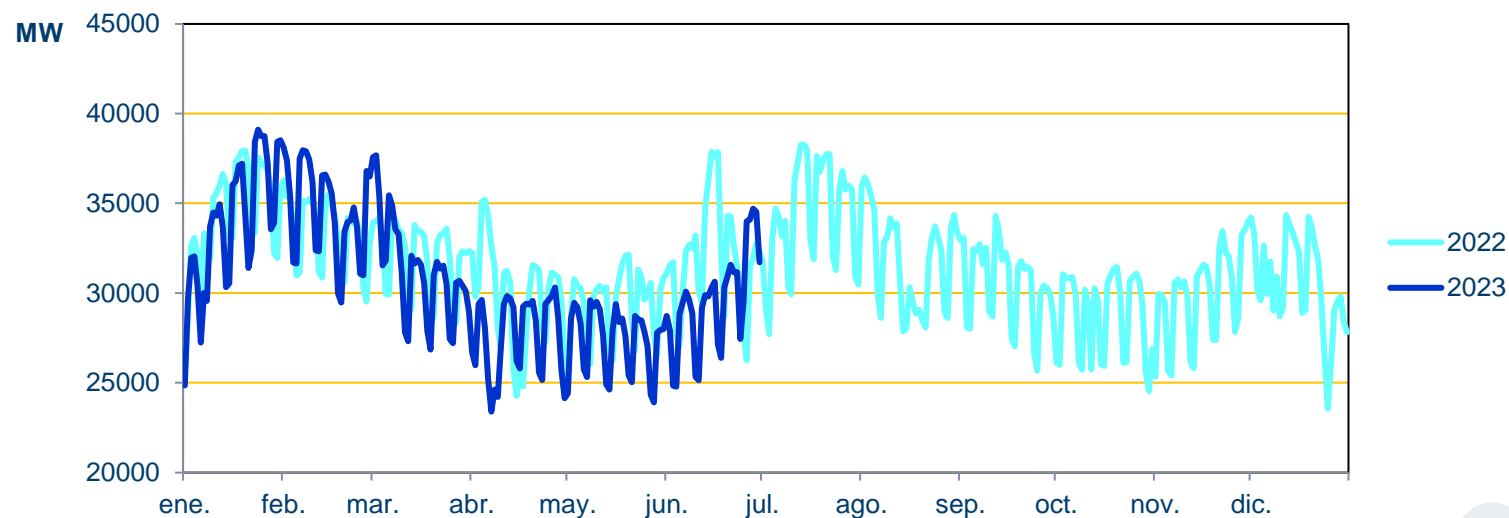
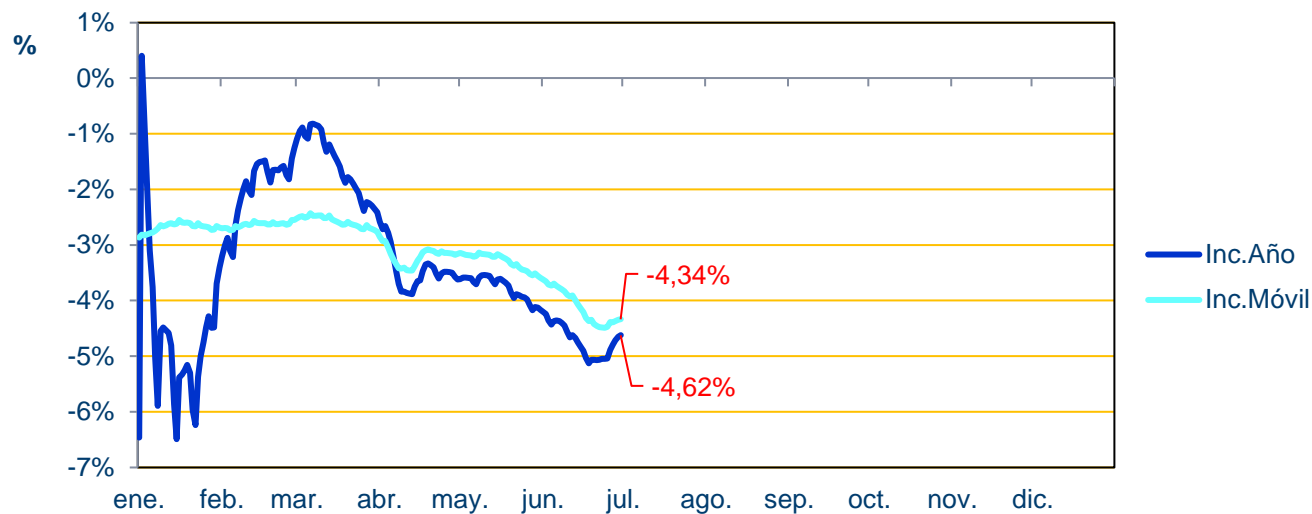
Datos Provisionales 30.06.23



2023 Variación demanda diaria y Puntas diarias

red eléctrica

Datos Provisionales 30.06.23



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

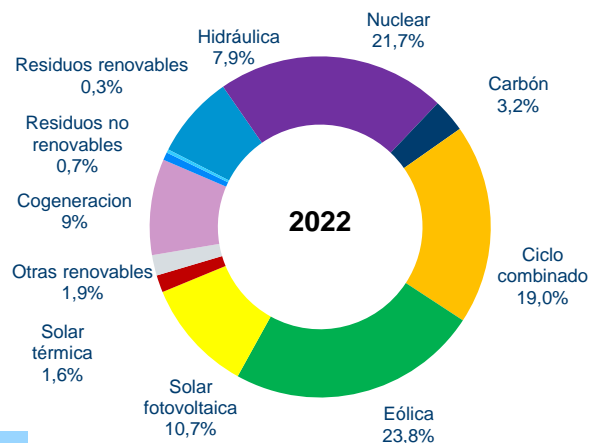
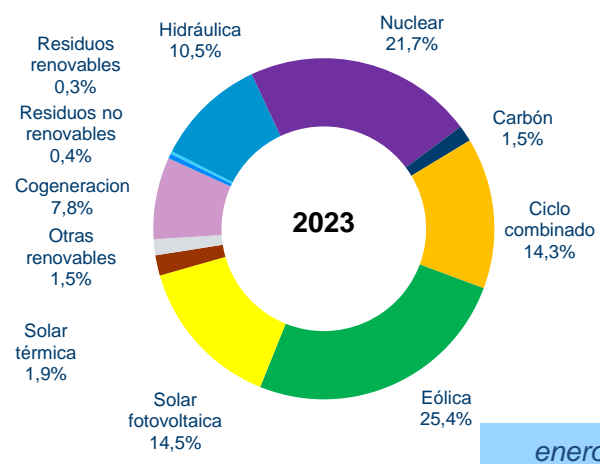
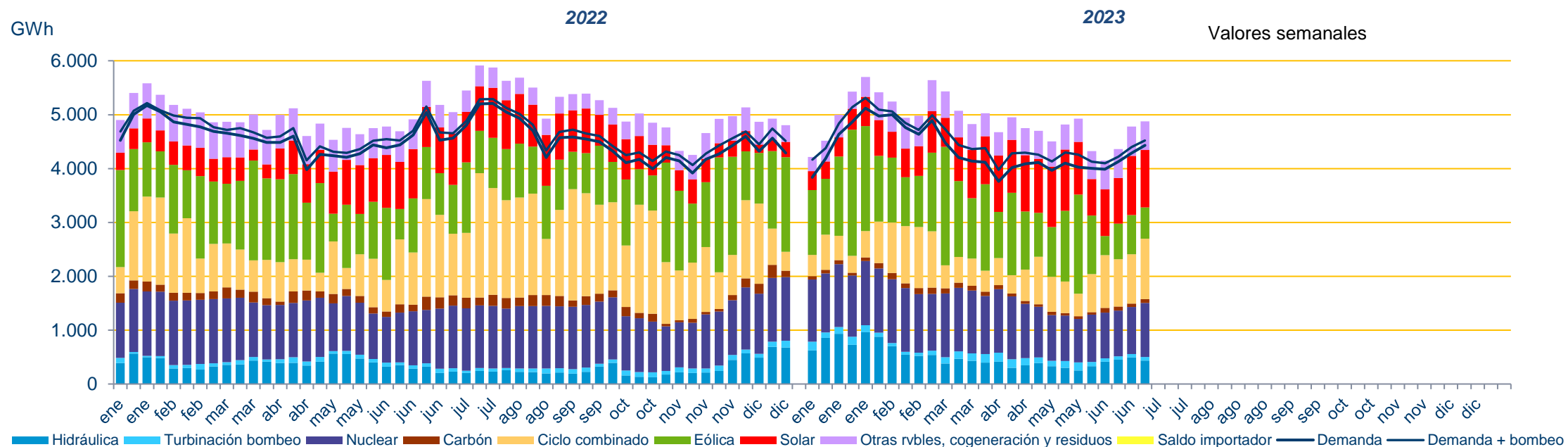
| Variación Consumo (%) | Mes | Año | Año móvil |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|
| Mayo | -6,4 (-1,0) | -4,2 (-2,5) | -3,6 (-0,8) |
| Junio | -6,9 (+2,2) | -4,6 (-1,7) | -4,3 (-1,1) |

Entre paréntesis, valores año anterior.

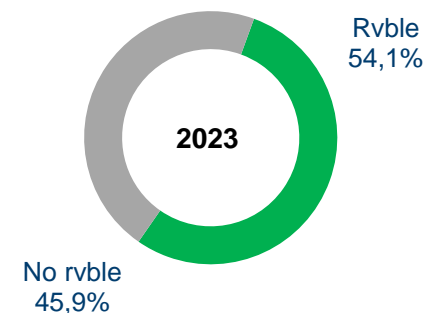
red eléctrica



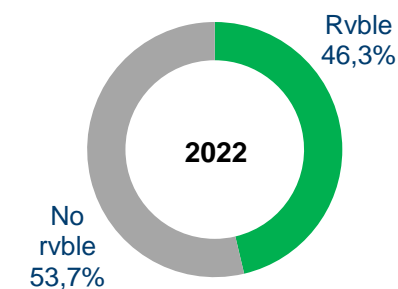
2. Mix de producción y
reservas hidráulicas



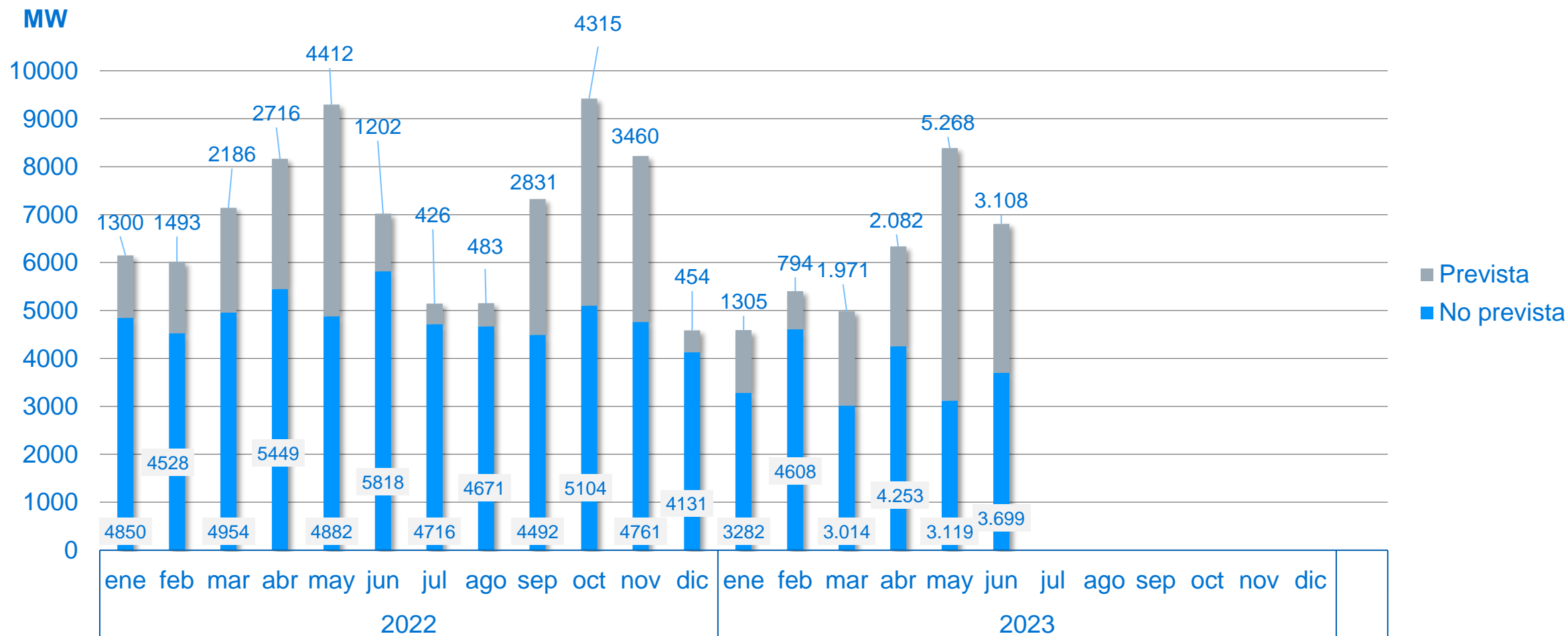
Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 75,9 %

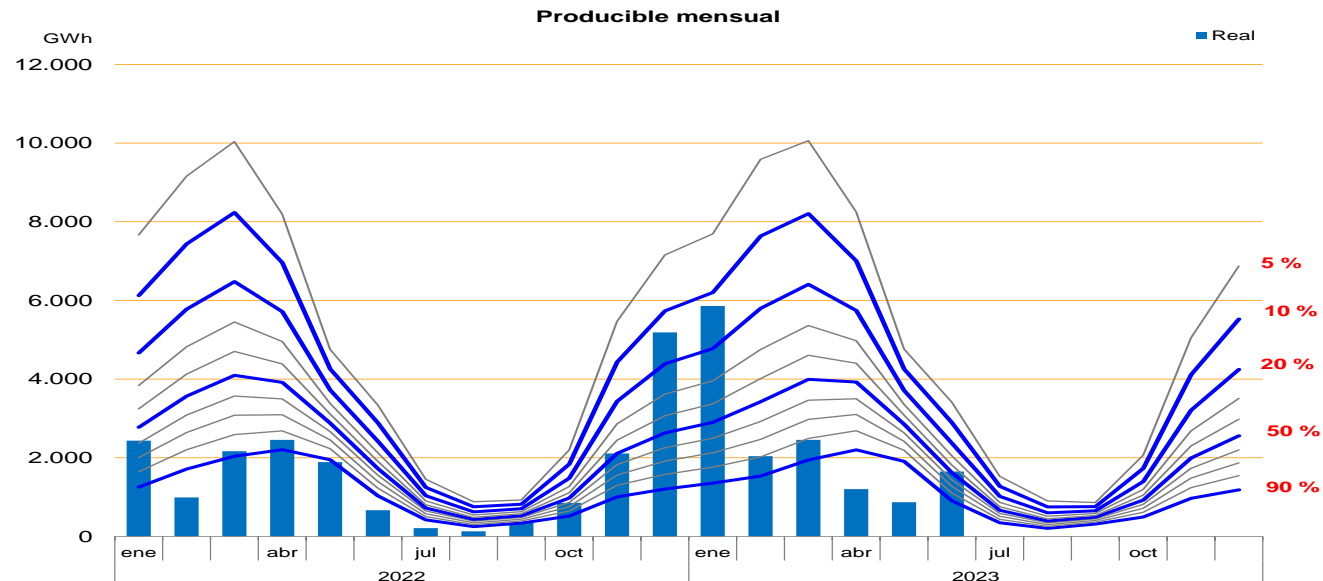
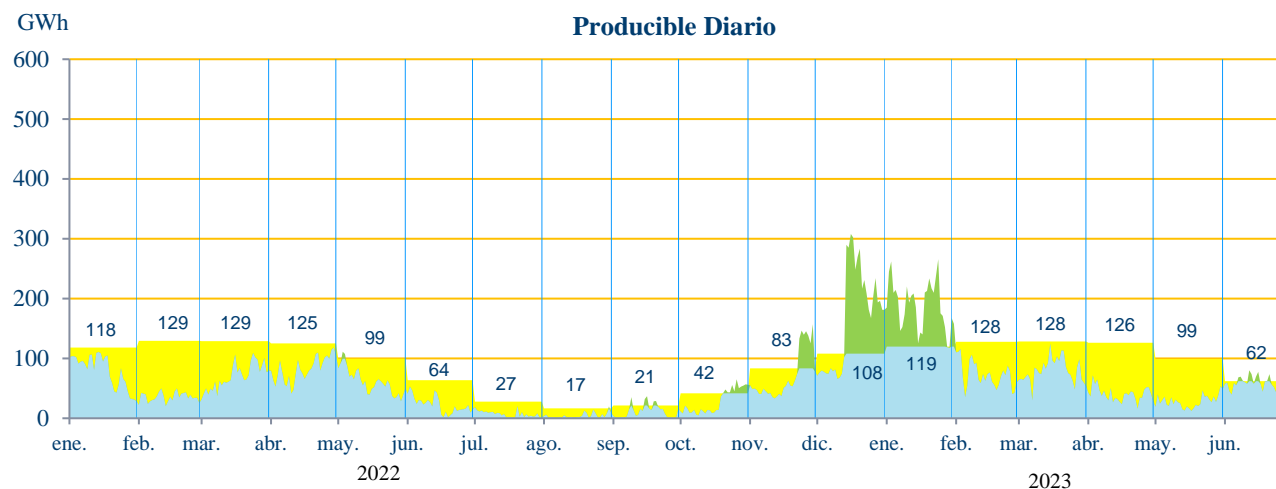


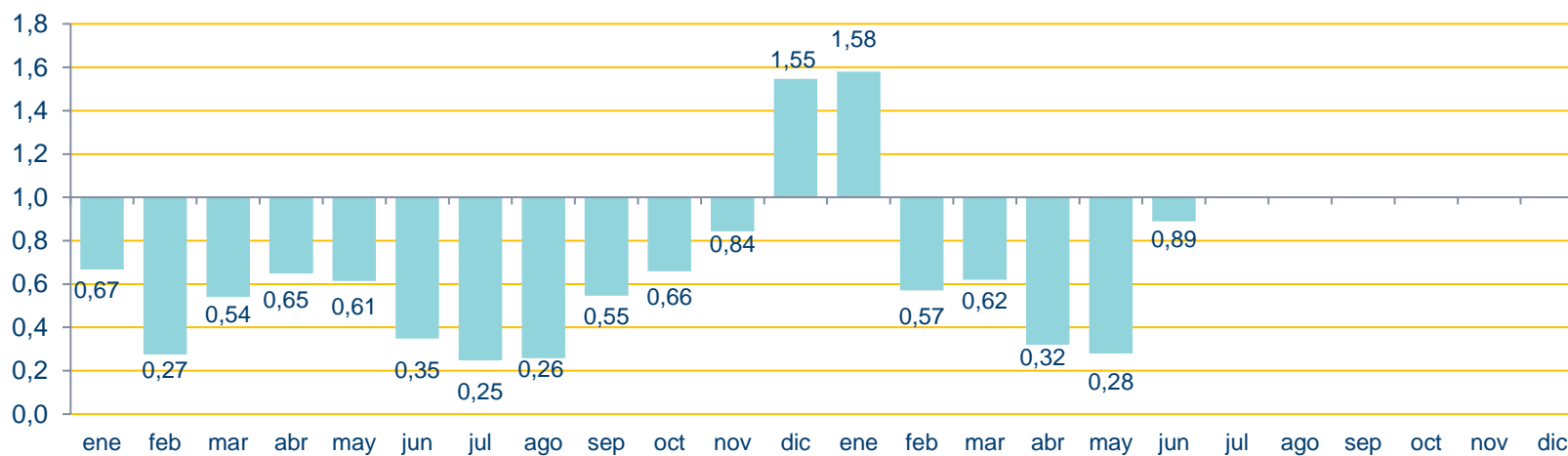
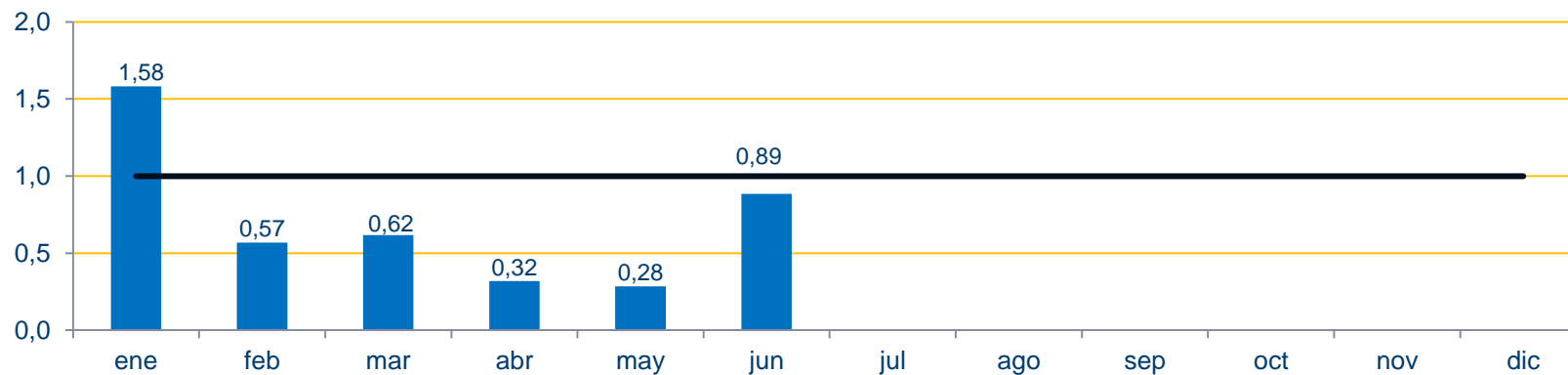
Σ Energías sin emisión CO₂ ≈ 68,0 %

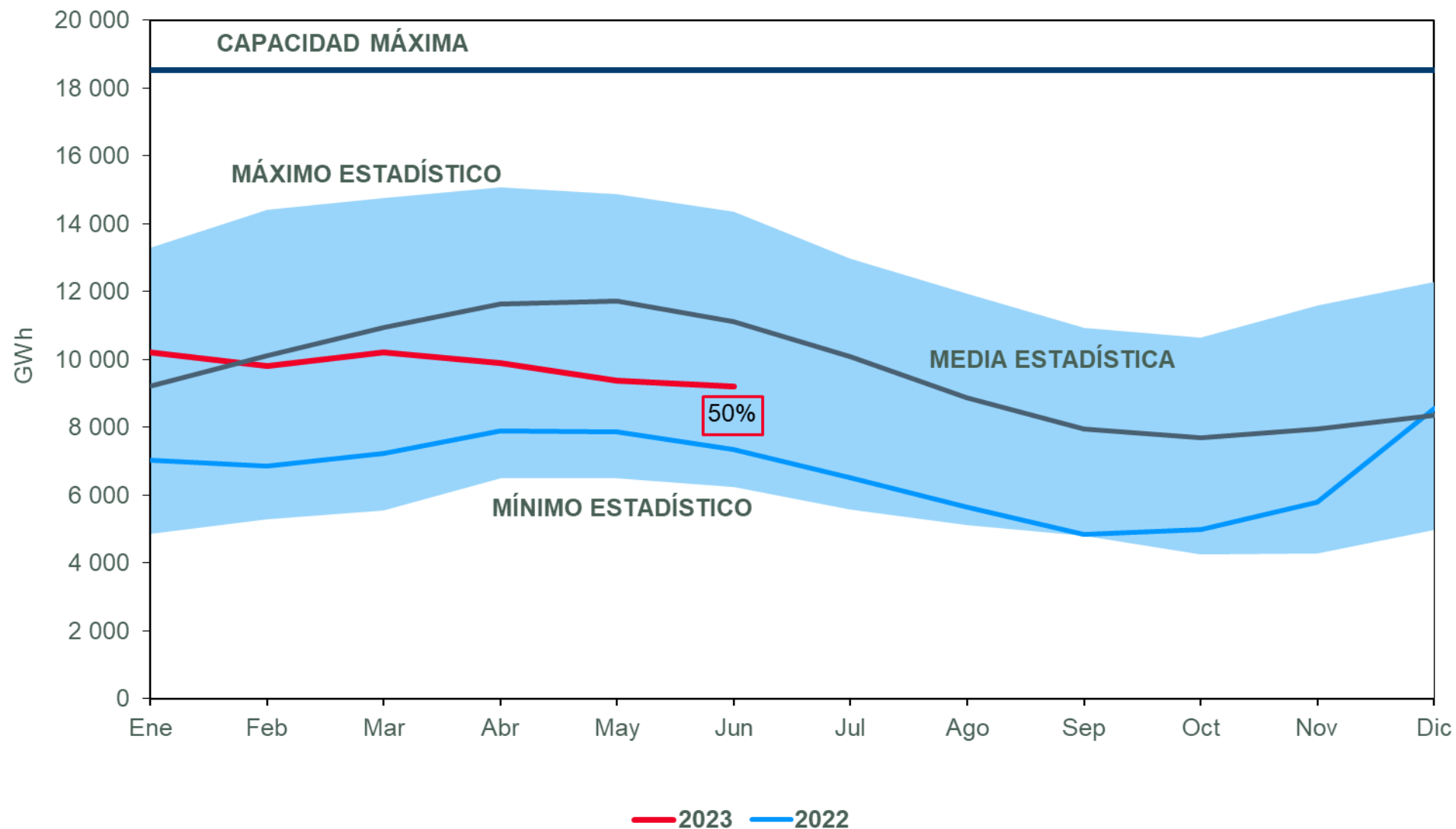


Datos Provisionales 30.06.23

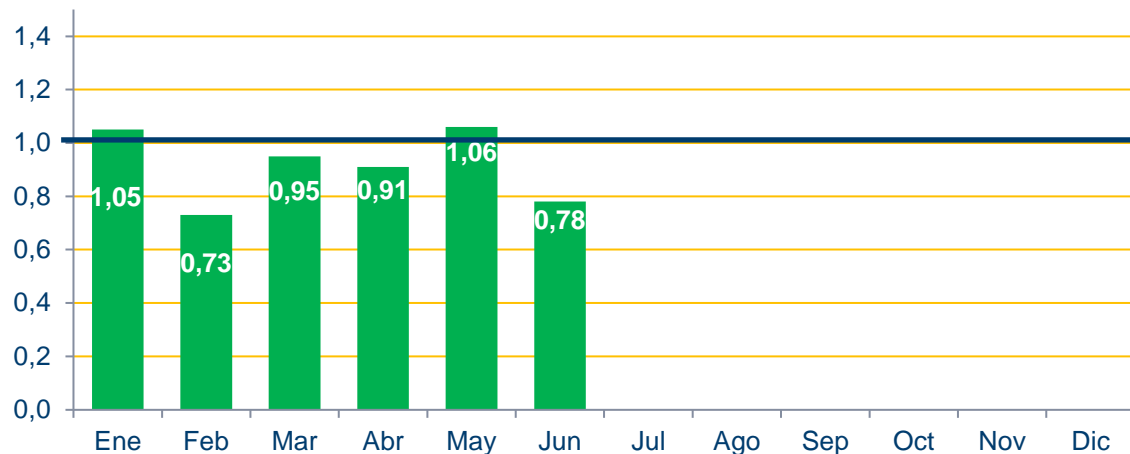






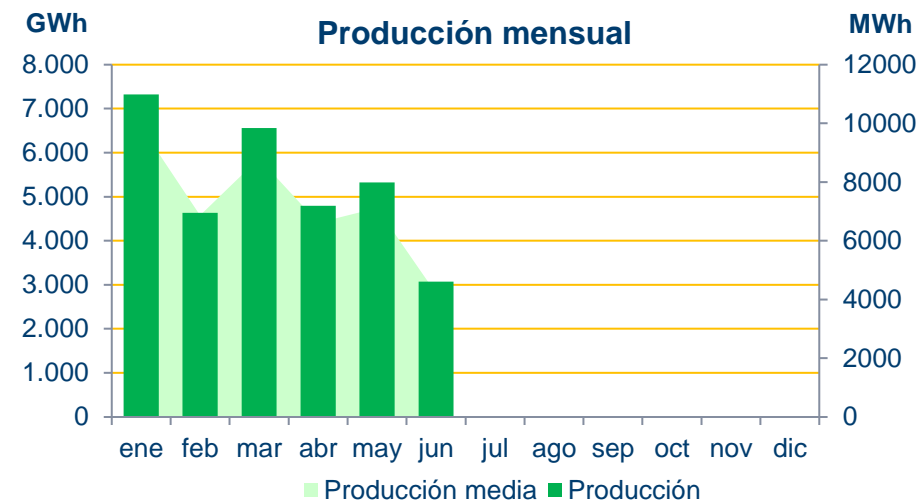
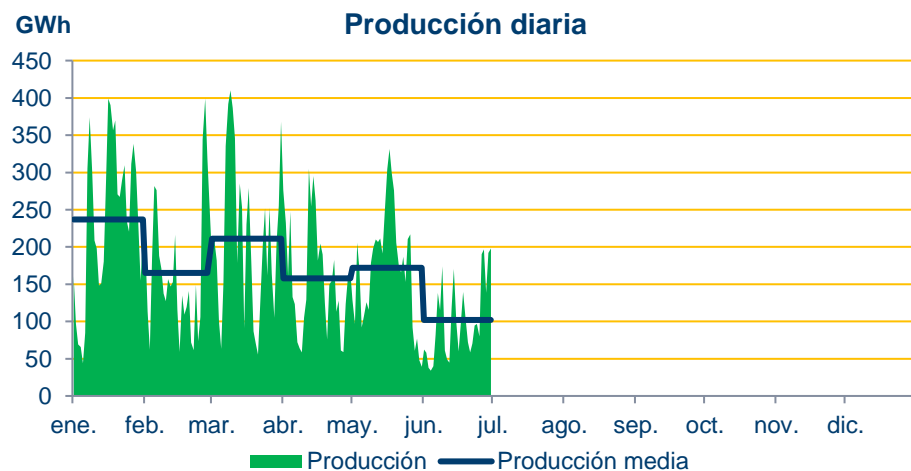


Índice producible eólica 2023

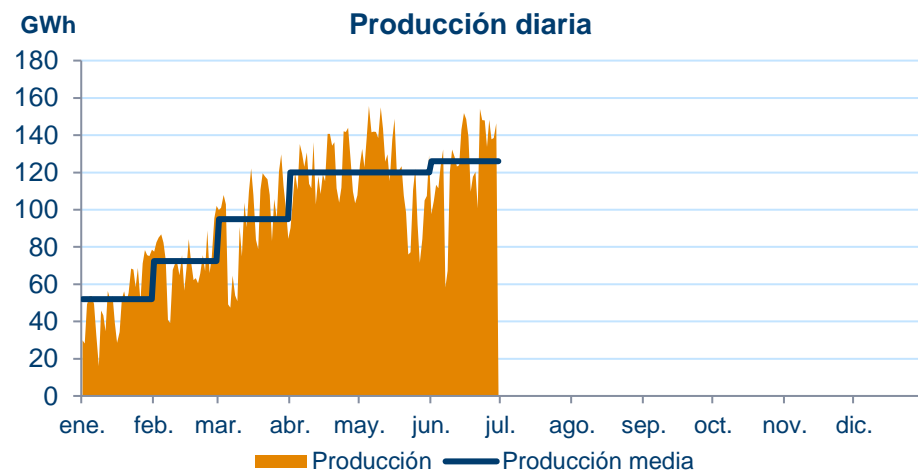
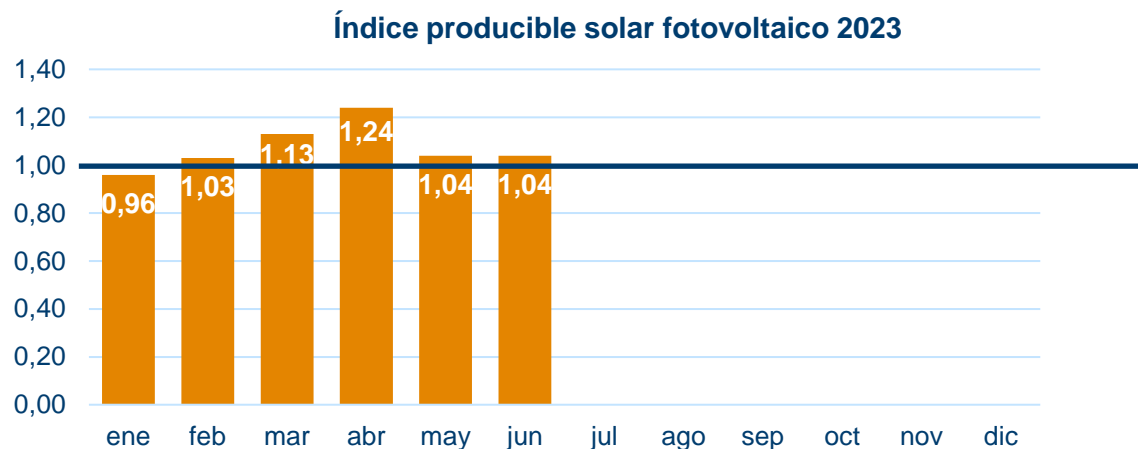


Enero-Junio 2023

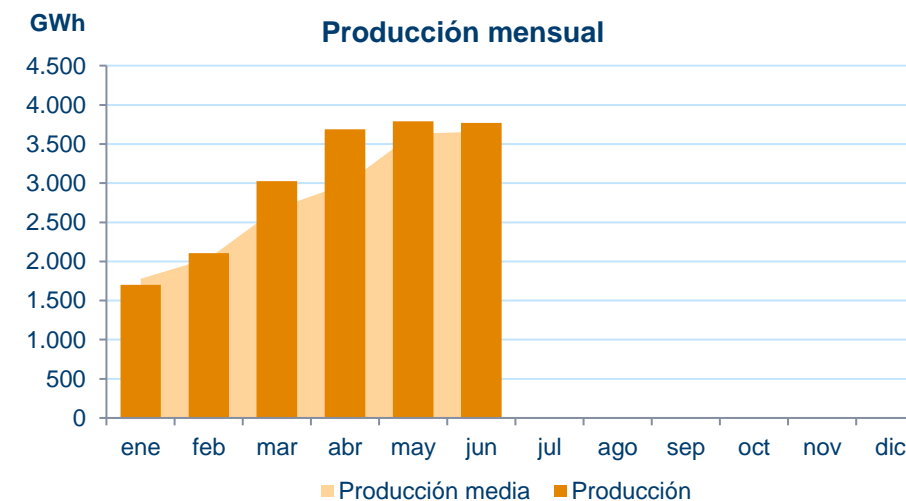
| | | |
|---------------------------|-----------|------------------|
| Generación máxima | 20.897 MW | 09.03.23 20.35 h |
| Energía máxima diaria | 410 GWh | 09.03.23 |
| Producción máxima mensual | 7,32 TWh | enero |



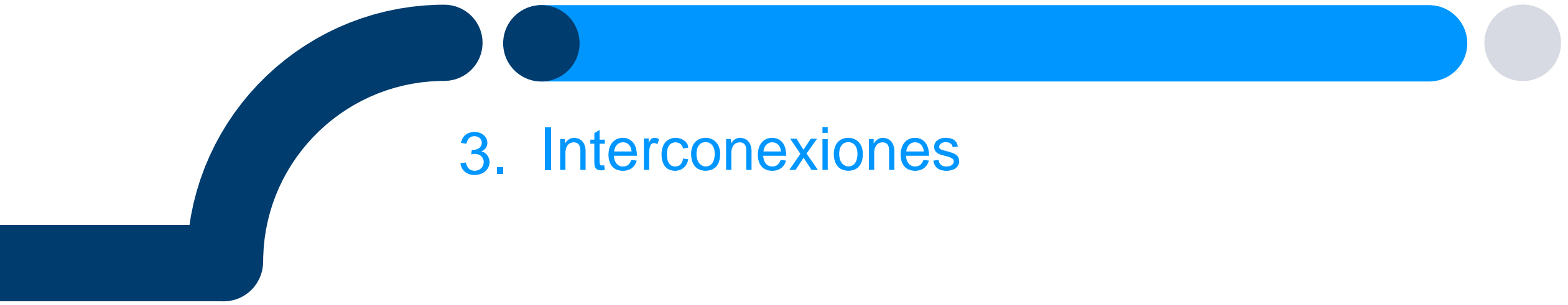
Enero – Junio 2023



| | | |
|---------------------------|-----------|------------------|
| 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 |



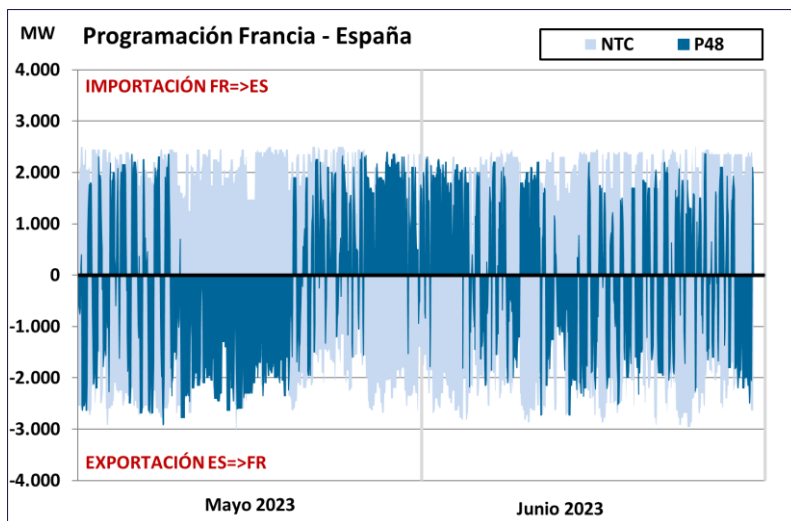
red eléctrica



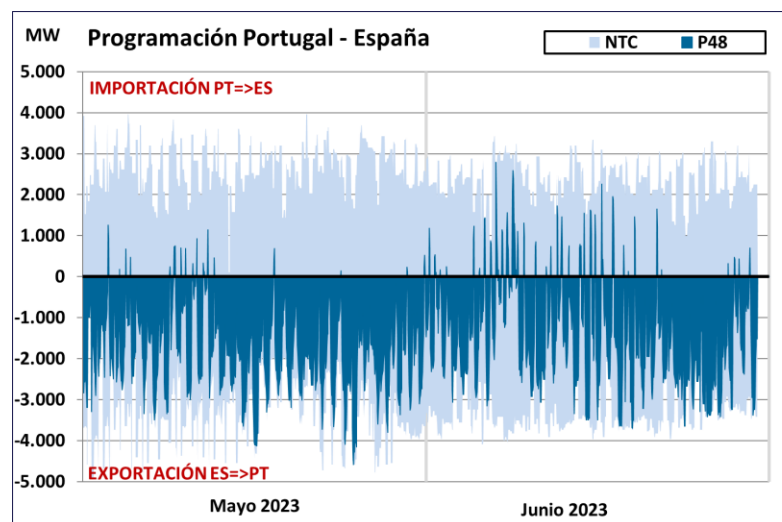
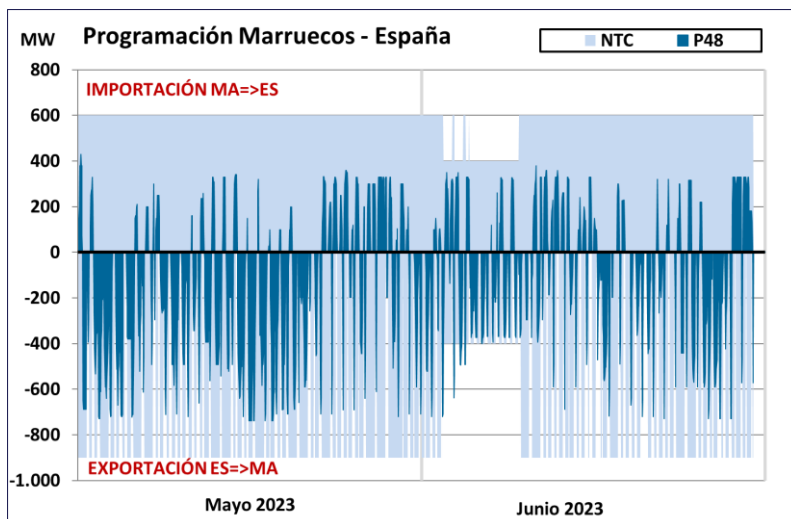
3. Interconexiones

Utilización de la capacidad. Mayo - Junio 2023

red eléctrica



| IFE | | NTC (MW) | | | | P48 (MWh) | | |
|-------|--------|----------|--------|-------|-----------------|-----------|-------|--------------|
| | | Mínimo | Máximo | Medio | P ₇₀ | Máximo | Medio | %Horas Cong. |
| Mayo | FR=>ES | 500 | 2.497 | 2.133 | 2.400 | 2.400 | 682 | 21% |
| | ES=>FR | 900 | 3.006 | 2.157 | 2.450 | 2.913 | 941 | 29% |
| Junio | FR=>ES | 300 | 2.497 | 2.107 | 2.350 | 2.368 | 757 | 22% |
| | ES=>FR | 900 | 2.960 | 2.173 | 2.497 | 2.728 | 673 | 20% |



| IPE | | NTC (MW) | | | | P48 (MWh) | | |
|-------|--------|----------|--------|-------|-----------------|-----------|-------|--------------|
| | | Mínimo | Máximo | Medio | P ₇₀ | Máximo | Medio | %Horas Cong. |
| Mayo | PT=>ES | 100 | 3.960 | 2.671 | 3.015 | 1.257 | 19 | 0% |
| | ES=>PT | 700 | 4.905 | 3.323 | 3.690 | 4.590 | 1.864 | 8% |
| Junio | PT=>ES | 900 | 3.420 | 2.376 | 2.700 | 2.790 | 114 | 0% |
| | ES=>PT | 2.033 | 4.095 | 3.359 | 3.600 | 3.697 | 1.612 | 12% |

| IME | | NTC (MW) | | | | P48 (MWh) | | |
|-------|--------|----------|--------|-------|-----------------|-----------|-------|--------------|
| | | Mínimo | Máximo | Medio | P ₇₀ | Máximo | Medio | %Horas Cong. |
| Mayo | MA=>ES | 600 | 600 | 600 | 600 | 430 | 57 | 0% |
| | ES=>MA | 0 | 900 | 723 | 900 | 739 | 211 | 16% |
| Junio | MA=>ES | 400 | 600 | 558 | 600 | 380 | 70 | 0% |
| | ES=>MA | 0 | 900 | 565 | 900 | 728 | 131 | 14% |

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 |

- (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.

| Posiciones | Provincia | Fecha |
|---|-----------|----------|
| SE 400 kV LITORAL: Cambio de posición – CARRIL 2 se pasa de la calle 3 a la calle 2 (2) | Almería | 17.05.23 |
| 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) | Almería | 30.05.23 |

| 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 | MVAr | Provincia | Fecha |
|----------------------------|------|-----------|----------|
| SE 400 kV BELINCHÓN: REA 1 | 150 | Cuenca | 30.06.23 |

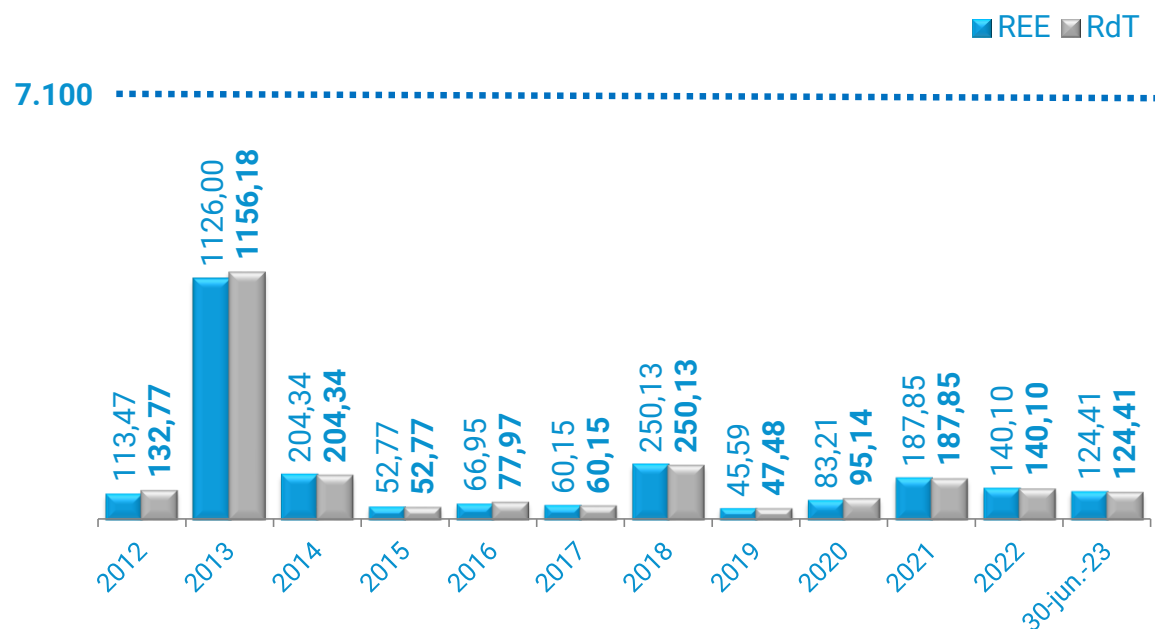
| Transformadores RdD | Potencia (MVA) | Provincia | Fecha |
|--|----------------|-----------|----------|
| SE 220 kV SANCHO LLOP: TRP-1 220/20 kV | 50 | Alicante | 15.06.23 |
| SE 220 kV SANCHO LLOP: TRP-2 220/20 kV | 50 | Alicante | 15.06.23 |
| SE 220 kV CAÑUELO: TRP-1 220/66 kV | 120 | Cádiz | 16.06.23 |
| SE 220 kV CHUCENA: TRP-1 220/66 kV | 160 | Huelva | 20.06.23 |

red eléctrica

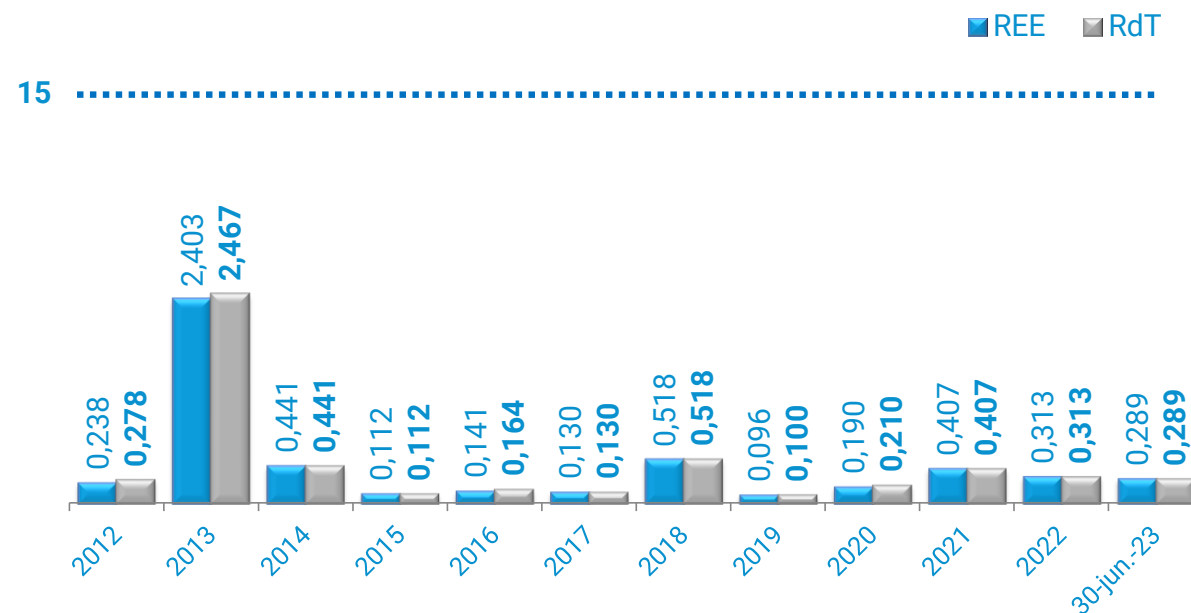


5. Calidad del servicio

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 Español

CTSOSEI 12/07/2023





- 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

Unidad: TWh

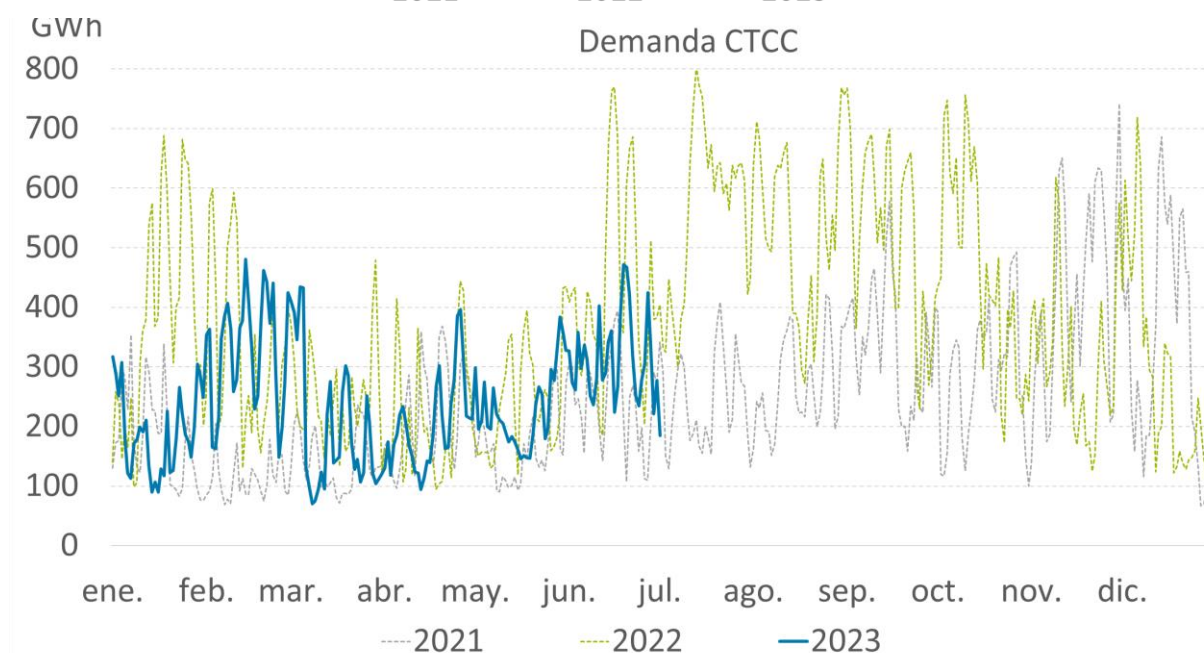
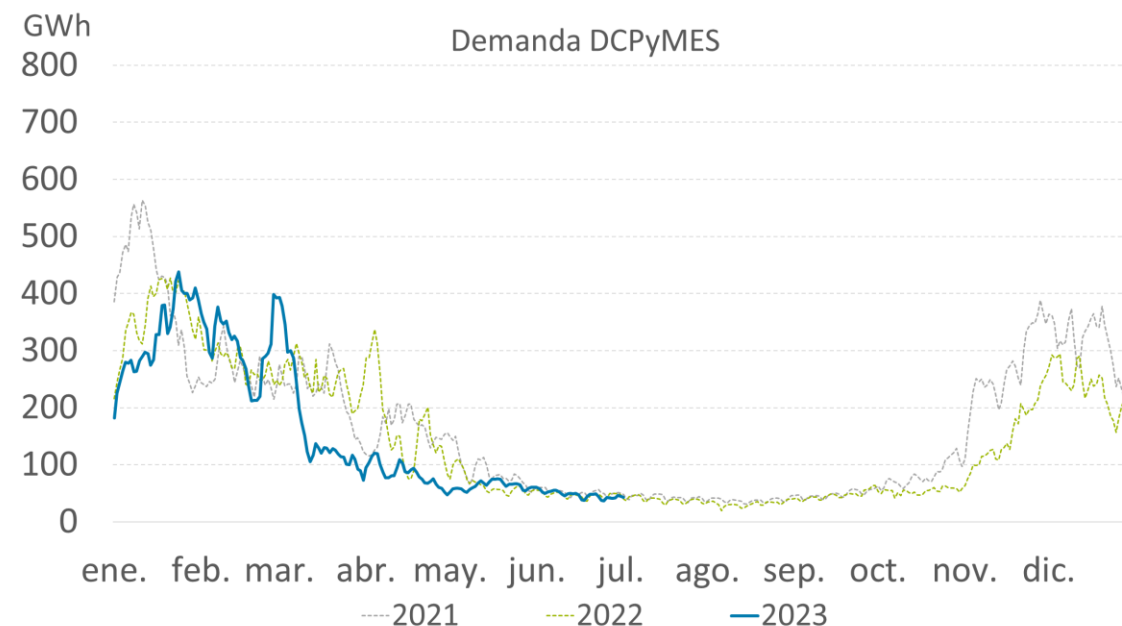
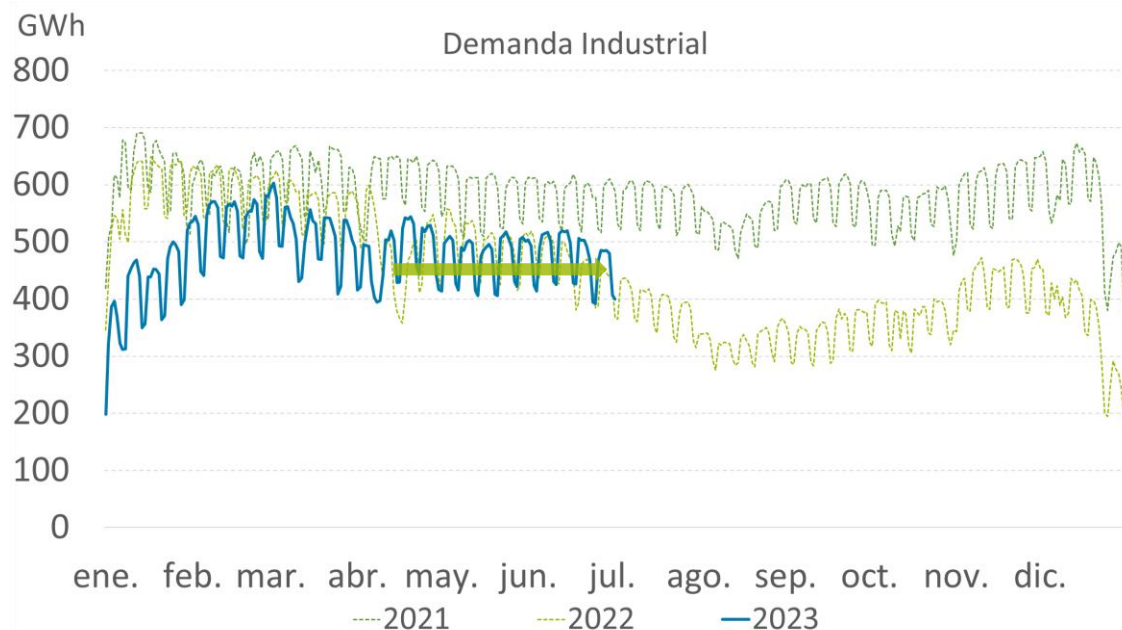
| | | Acumulado mes | | | | Acumulado año | | Total Anual Móvil | |
|---------------|---|------------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-------------|
| Demanda | | 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 |  | 17,6 | -3,5% | 16,7 | +4,2% | 122,7 | -10,3% | 212,2 | -6,3% |
| D/C + Pymes | | 2,0 | -4,1% | 1,4 | +1,5% | 29,6 | -16,1% | 46,6 | -10,9% |
| Industrial | | 14,7 | -4,1% | 14,3 | +3,7% | 87,3 | -8,8% | 155,0 | -5,2% |
| Cisternas | | 0,9 | +9,5% | 0,9 | +16,1% | 5,9 | -0,5% | 10,6 | -0,3% |
| S. Eléctrico |   | 6,9 | -7,7% | 9,5 | -27,5% | 43,6 | -21,8% | 125,9 | -8,8% |
| TOTAL Demanda | | 24,5 | -4,7% | 26,2 | -10,1% | 166,4 | -13,7% | 338,1 | -7,2% |

Exportaciones

| | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--|------------|--------|------------|--------|-------------|--------|-------------|--------|
| Conexiones Internacionales | | 7,3 | +16,8% | 4,9 | +48,3% | 33,0 | +53,0% | 54,6 | +26,5% |
| Cargas de buques | | 2,2 | +45,5% | 0,4 | -47,5% | 12,9 | +57,7% | 29,6 | +18,9% |
| TOTAL exportaciones | | 9,5 | +22,3% | 5,3 | +30,8% | 45,9 | +54,3% | 84,1 | +23,7% |

| | | | | | | | | | |
|--|--|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| TOTAL (Demanda + Exportaciones) | | 34,0 | +1,6% | 31,5 | -5,1% | 212,2 | -4,6% | 422,2 | -2,4% |
|--|--|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|

Seguimiento de la demanda diaria



💡 Consumo industrial estable sin grandes oscilaciones desde abril.

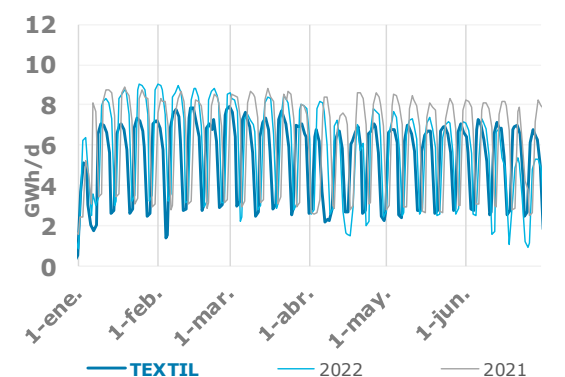
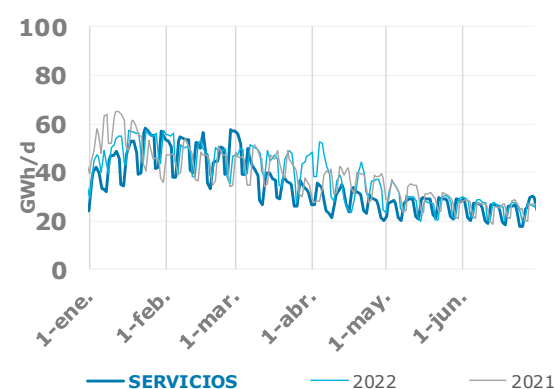
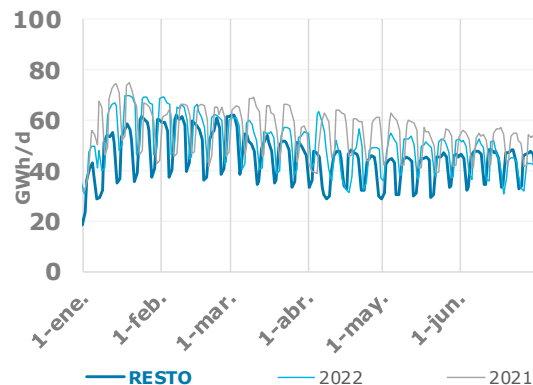
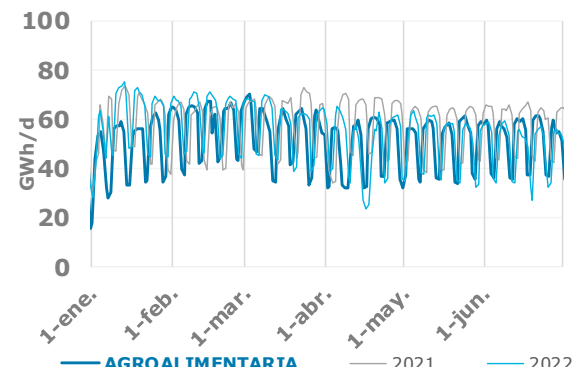
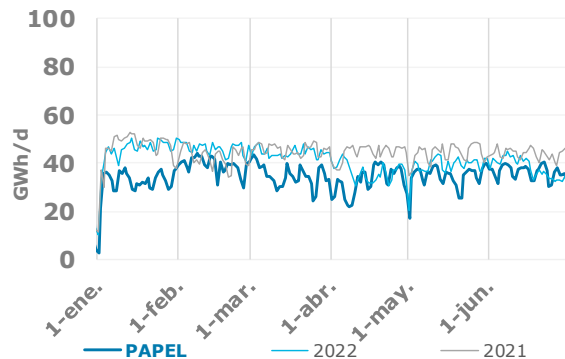
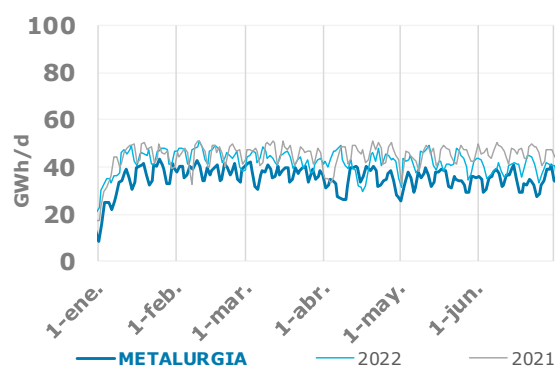
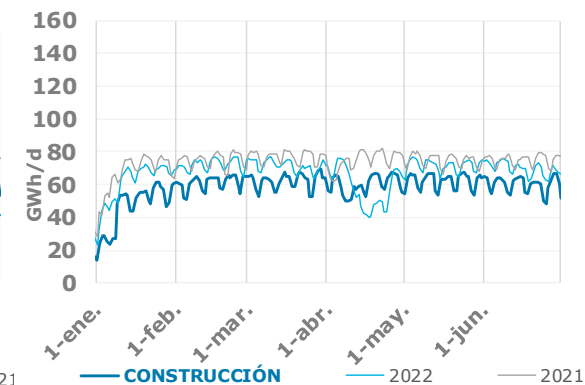
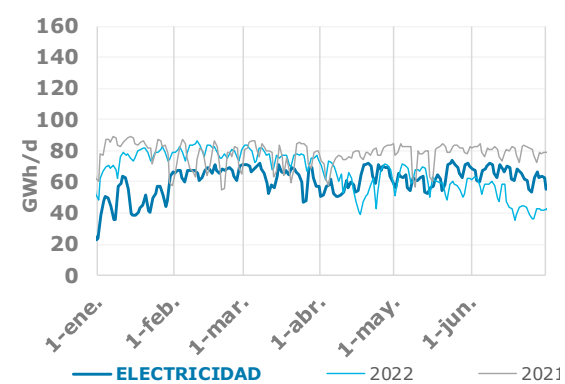
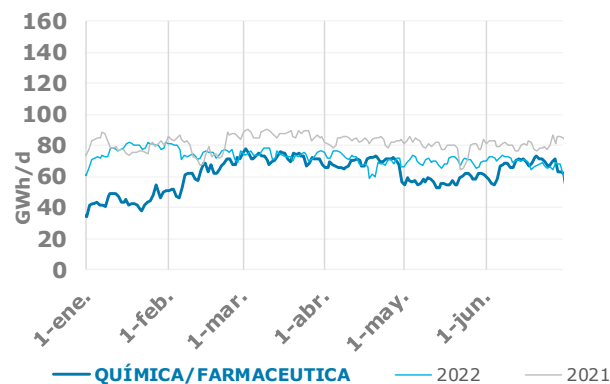
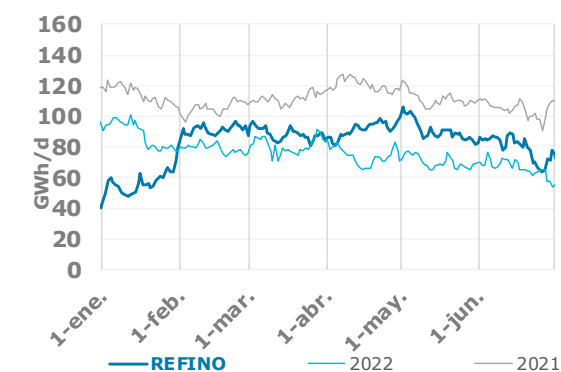
💡 Las elevadas temperaturas han anticipado niveles de consumo estivales para el mercado DCPyMES.

💡 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



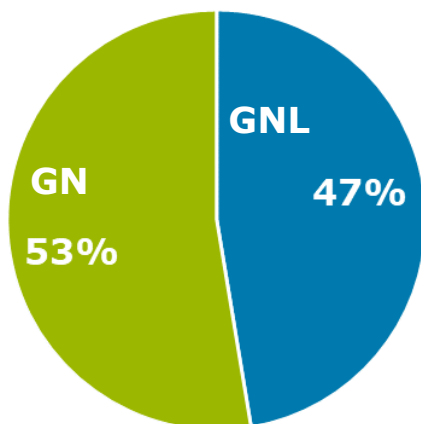
- ✓ **Aumento en el sector de ELECTRICIDAD(cogeneración)**
- ✓ **QUÍMICA/FARMACÉUTICA recupera en junio los niveles de abril**



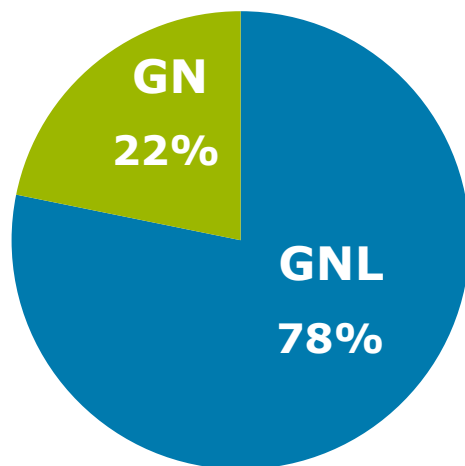
1. Evolución de la demanda
- 2. Aprovisionamiento**
3. Contratación y Mercados
4. Garantías de Origen

Aprovisionamientos: Europa Vs España

Aprovisionamiento mayo-junio



Aprovisionamiento mayo-junio



Situación terminales GNL

Existencias GNL Europa



Regasificación Europea



Cobertura de la demanda mayo y junio-23

ENTRADAS 64,0 TWh

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

(*) No incluido en el TOTAL

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

SALIDAS 65,9 TWh

| GN TWh | may-jun | | Variación | |
|--------------------|---------|------|-----------|--------|
| | 2022 | 2023 | ΔTWh | % Δ |
| Demanda Nacional | 54,9 | 50,8 | -4,1 | -8 % |
| Tarifa | 0,1 | 1,7 | 1,6 | >100 % |
| VIP Pirineos | 9,2 | 10,0 | 0,8 | +9 % |
| VIP Ibérico | 0,3 | 0,5 | 0,2 | +74 % |
| Carga de buques | 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 % |
| TOTAL | 66,8 | 65,9 | -0,9 | -1% |

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

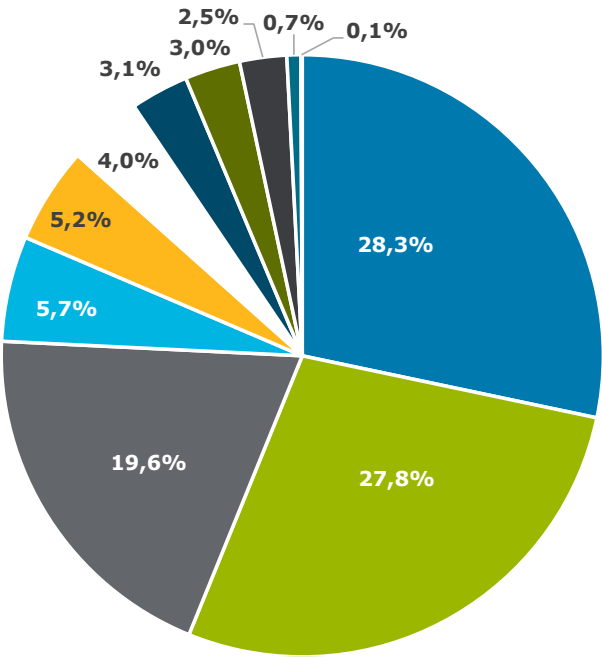
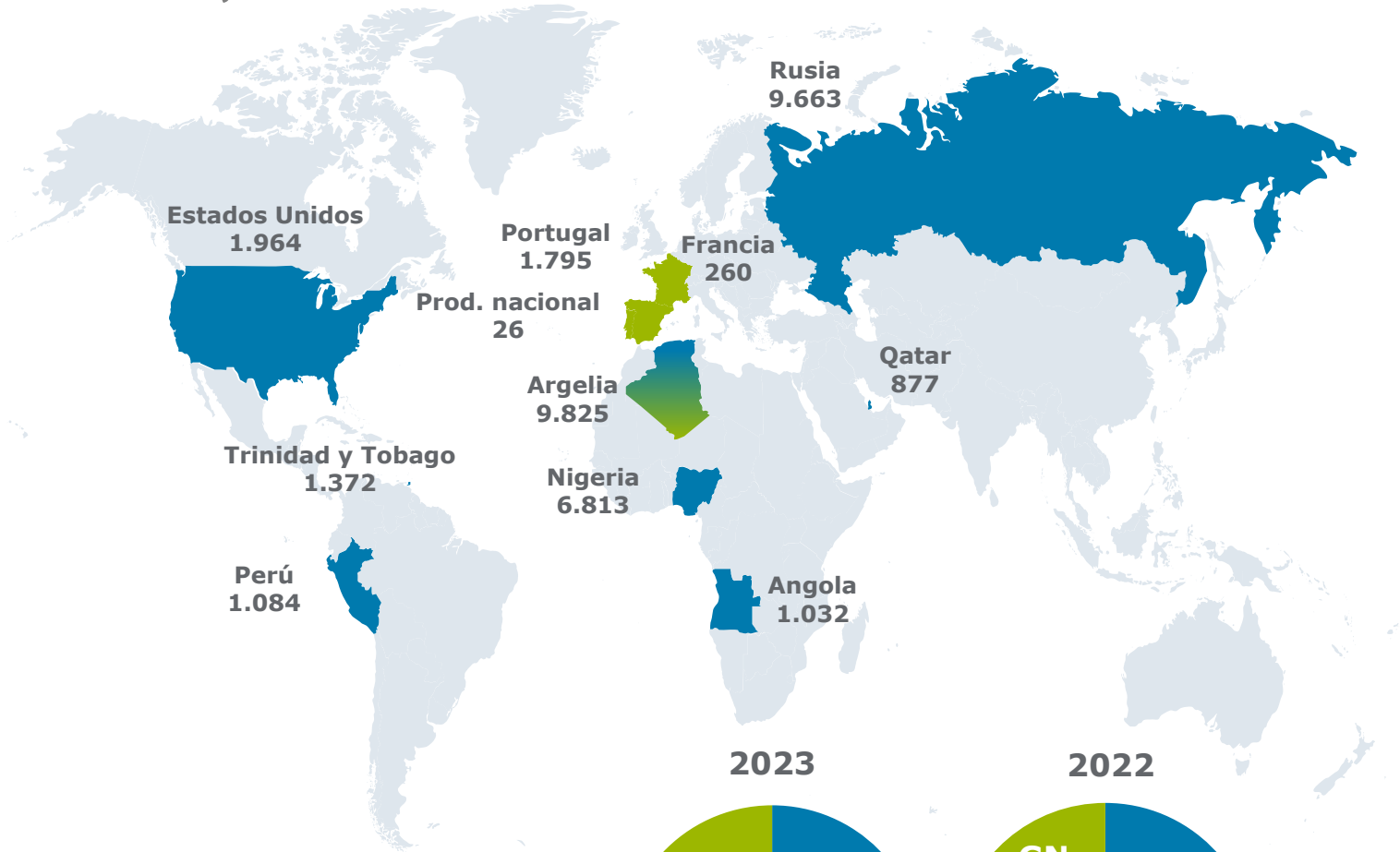
may-jun
2022

Salidas 66,8 TWh

Orígenes del suministro

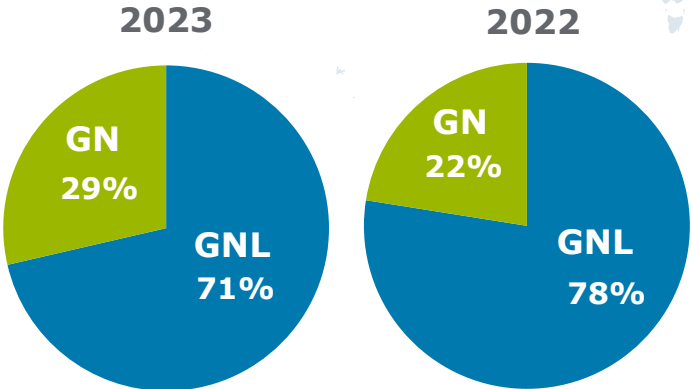
Mayo 2023

10 orígenes distintos de suministro durante el mes de mayo



| | |
|----------------|-------|
| Argelia | 28,3% |
| Rusia | 27,8% |
| Nigeria | 19,6% |
| Estados Unidos | 5,7% |
| Portugal | 5,2% |
| Trinidad | 4,0% |
| Perú | 3,1% |
| Angola | 3,0% |
| Qatar | 2,5% |
| Francia | 0,7% |
| Prod. Nacional | 0,1% |

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



Orígenes del suministro

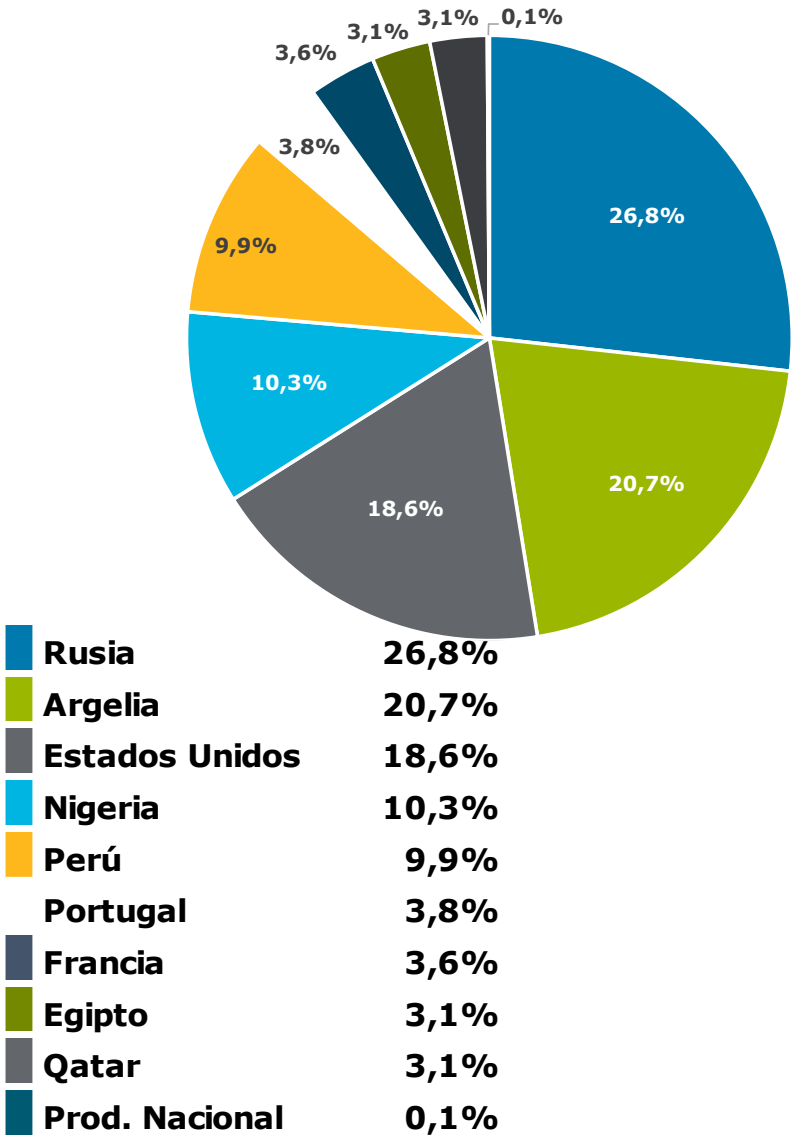
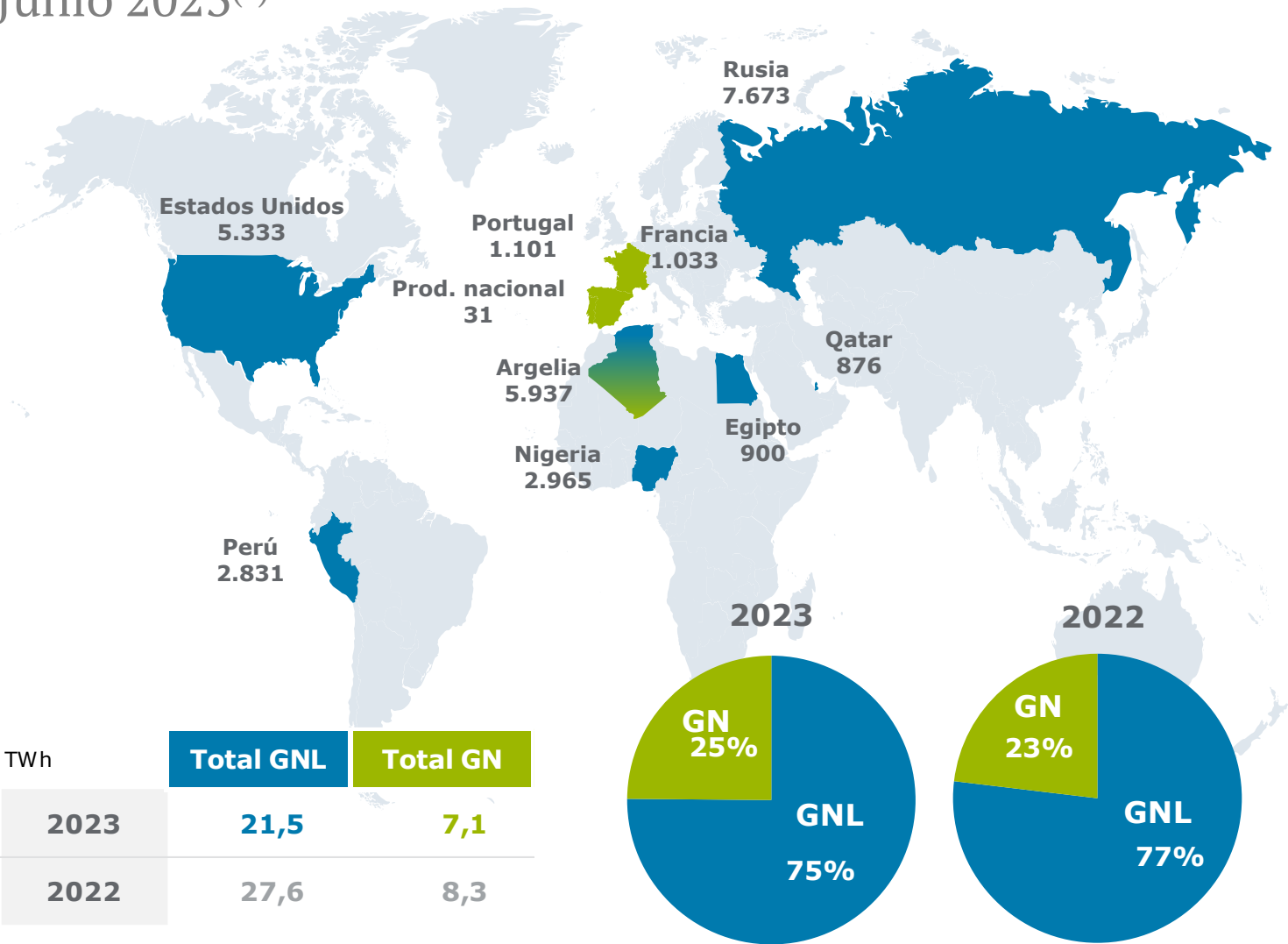
 Reducción importaciones desde Argelia por mantenimiento programado anual

9 orígenes distintos de suministro durante el mes de junio



Junio 2023(*)

Conexión a red de

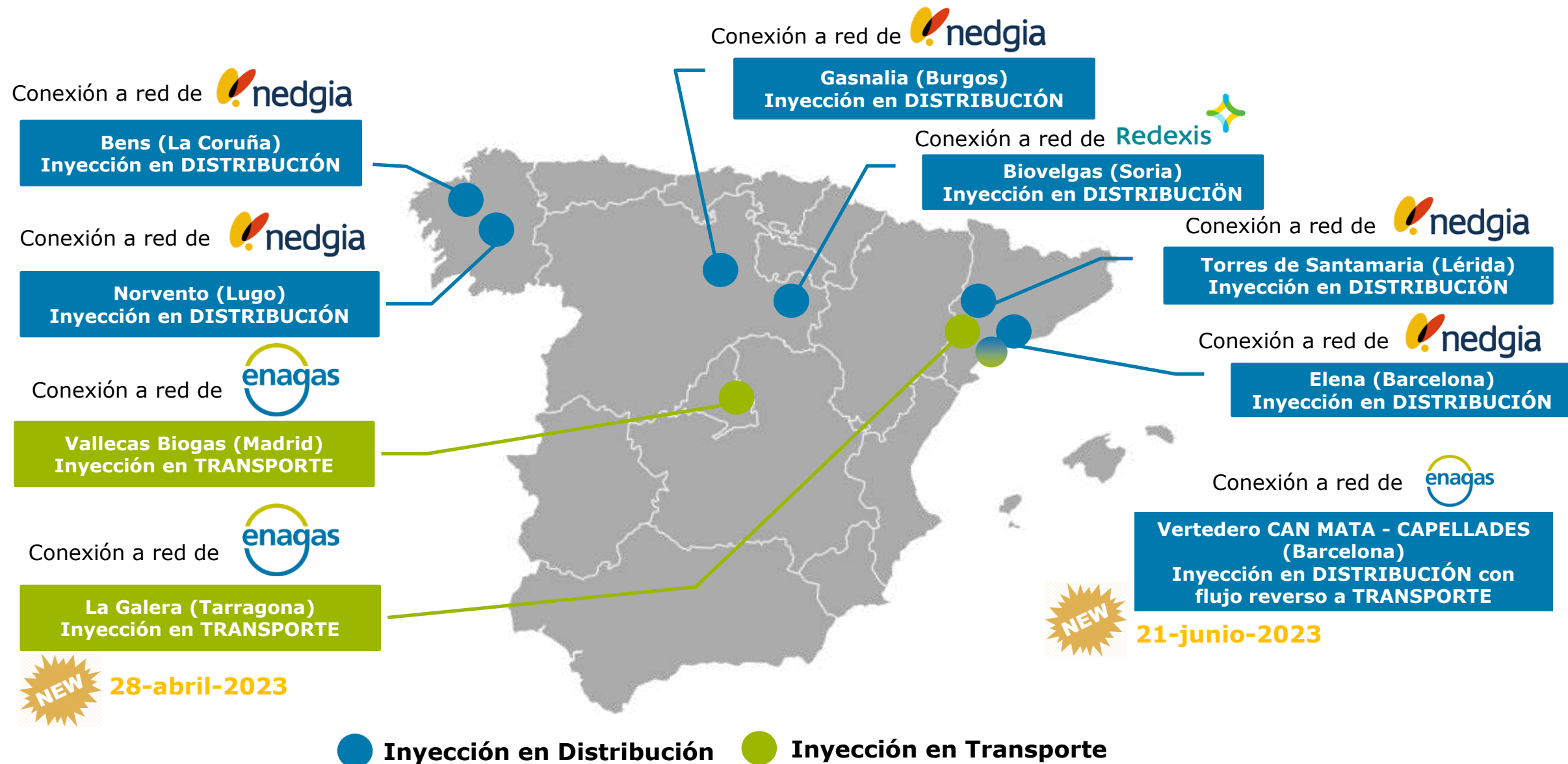


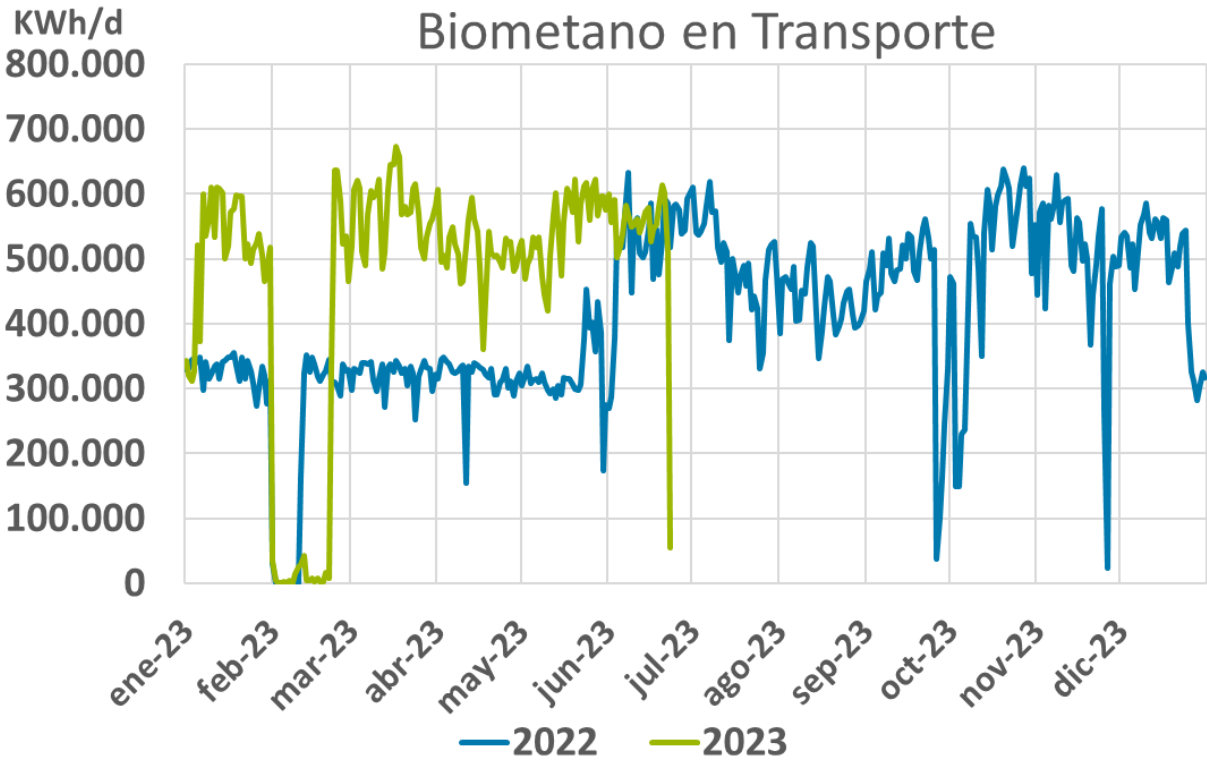
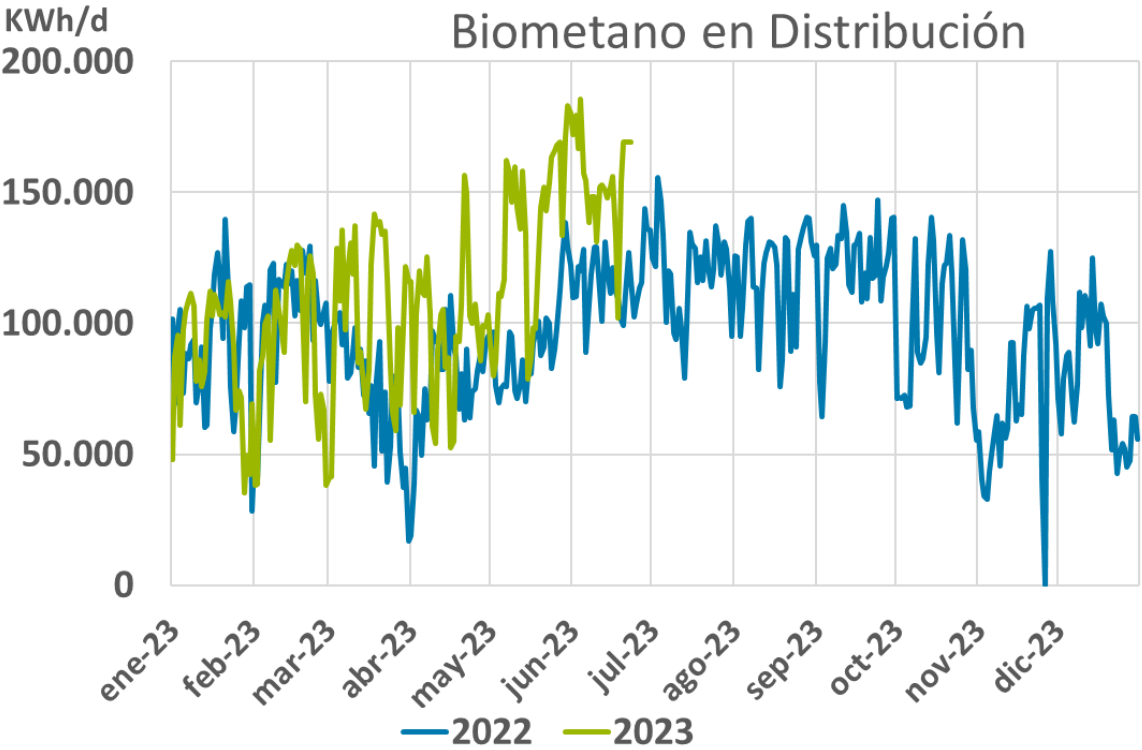
(*) Información provisional

Plantas de biometano operativas en España



Actualmente hay 9 plantas que inyectan biometano en el Sistema Gasista



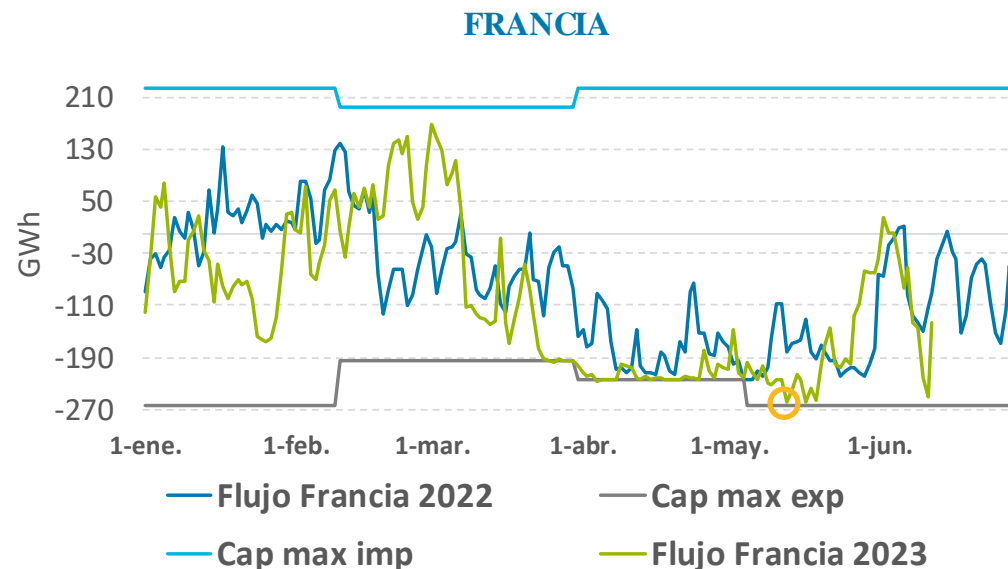


Detalle flujos por conexiones internacionales



Incremento relevante de las exportaciones que compensa parcialmente la pérdida 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.**

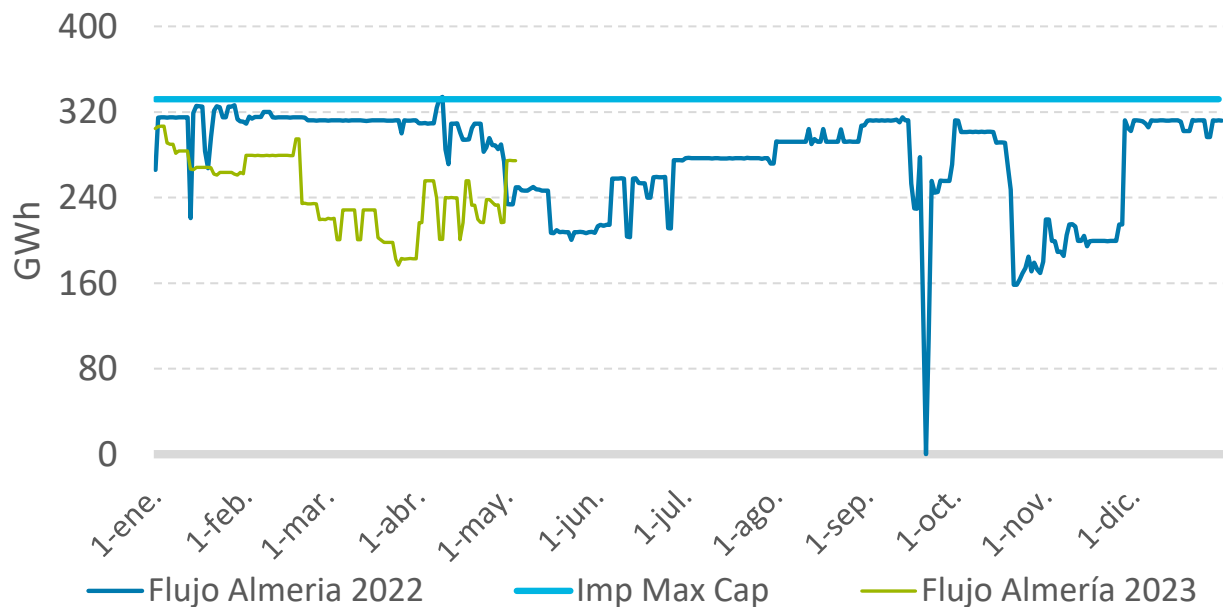


Detalle flujos por conexiones internacionales



Reducción de la importación por Almería

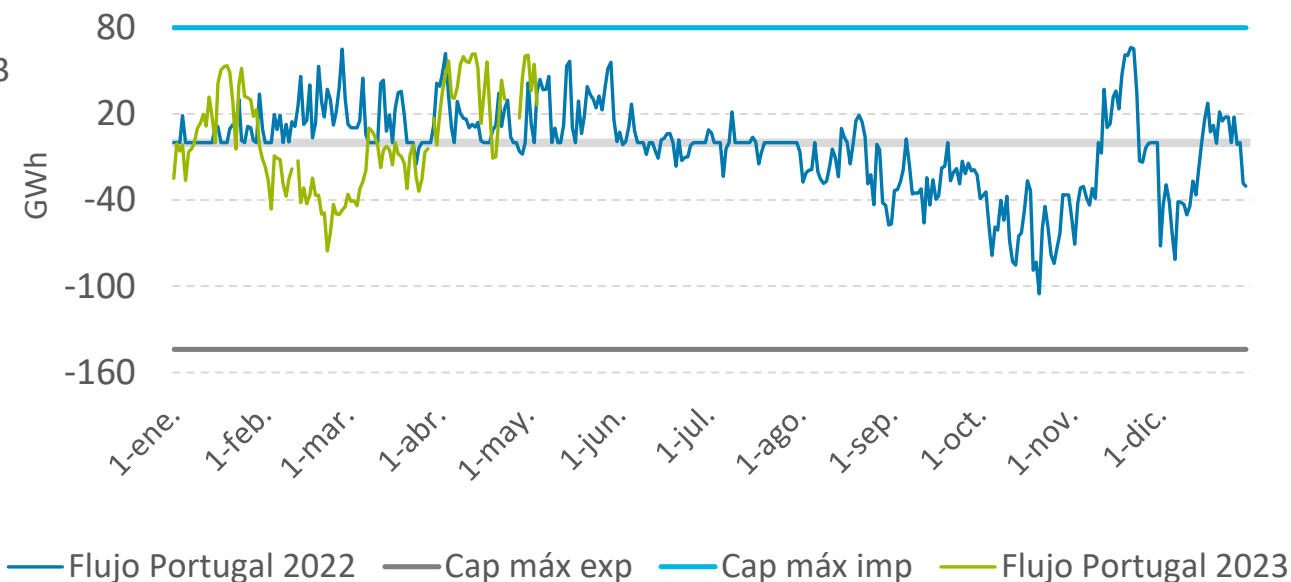
ALMERIA



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

- ✓ **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

PORTUGAL



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



Estado de los AASS

10% 90%

| 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% |
| Total | 685,6 | |

AASS: Nivel de llenado 09-07-2023



Estado de los AASS

10% 90%

| 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% |
| Total | 900,6 | |

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

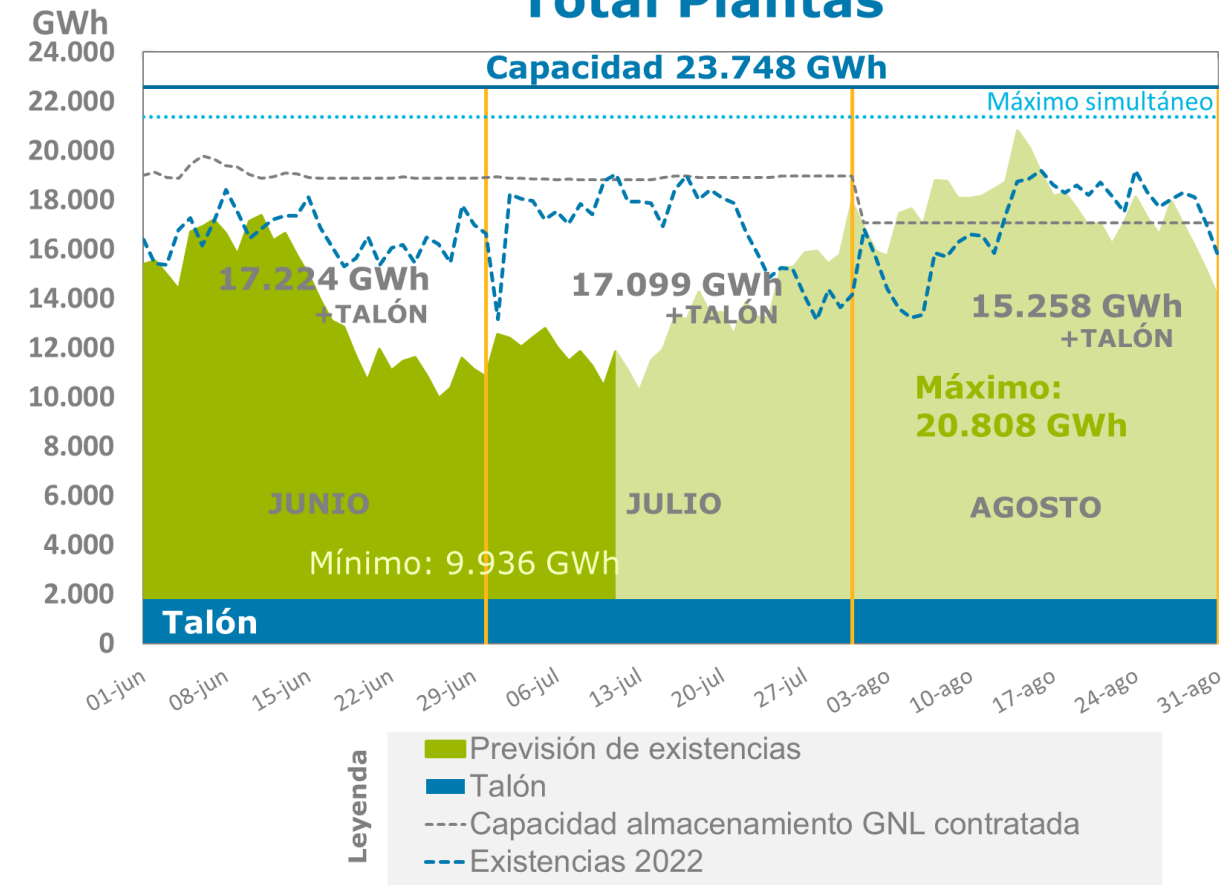
Evolución de las existencias de GNL

Tanque Virtual de Balance (TVB) y equivalentes europeos

Equivalentes europeos de plantas

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

Total 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 % |
| Total | 30.877,38 | |



Llenado de tanques de GNL

10% 90%

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)

Almacenamientos Subterráneos

Se prevé el llenado de los almacenamientos 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 debe principalmente a menores entregas de gas para generación eléctrica.

Primera descarga en la planta de El Musel



Inicio del comisionado de la planta



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.



- 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 renunciaciones

32,8
M€

AASS



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

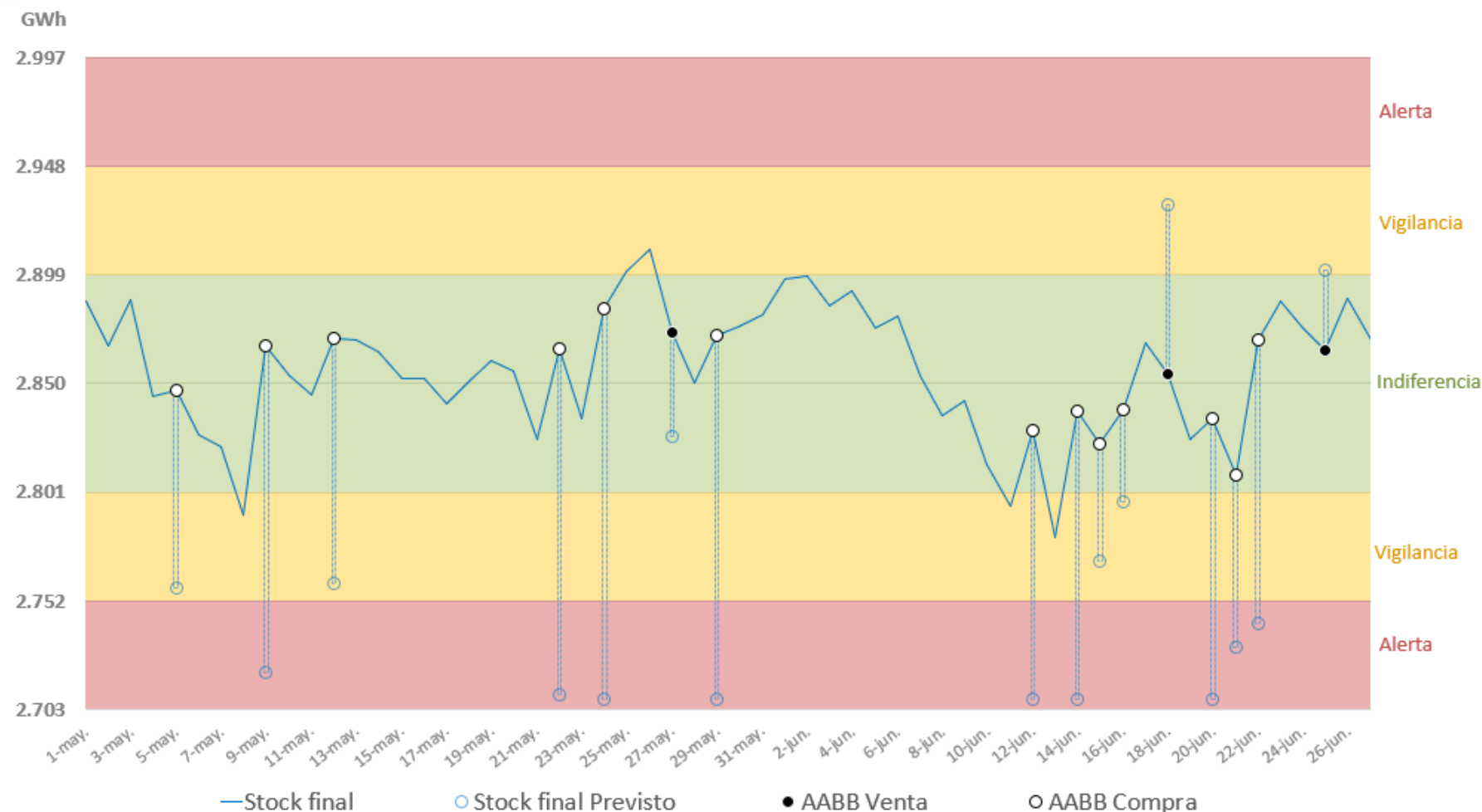
Precios



- 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

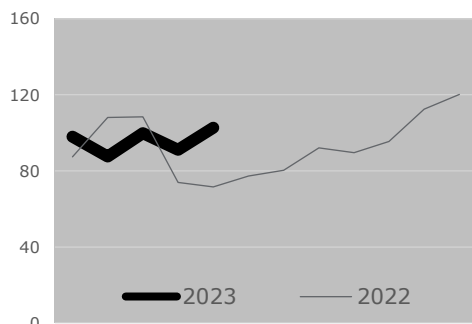
+7% vs (ene-may'22)

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: -

MS-ATR

86,2 TWh
84%

TVB: 61,3

PVB: 24,5

AVB: 0,4

Unidad: TWh

Por tipo de mercado

Unidad: TWh

TVB

PVB

AVB

61,6 TWh
60%

0,5 TWh
0%

40,6 TWh
40%

Por área de balance



- 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



+ 69 reuniones
27 productores



83 solicitudes tenedor

65 habilitados

18 en proceso

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

- **Producción de diversos tipos de gas y logísticas de comercialización**

9 solicitudes instalación

2 ALTA

1 pdte de auditoría

6 registro provisional

- **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 y en nuestra web 📄 <https://bit.ly/3oXid71>

 Expedidas las primeras
Garantías de Origen
de gases renovables
en España

Muito
obrigada
Muchas
gracias



red eléctrica

Una empresa de Redeia



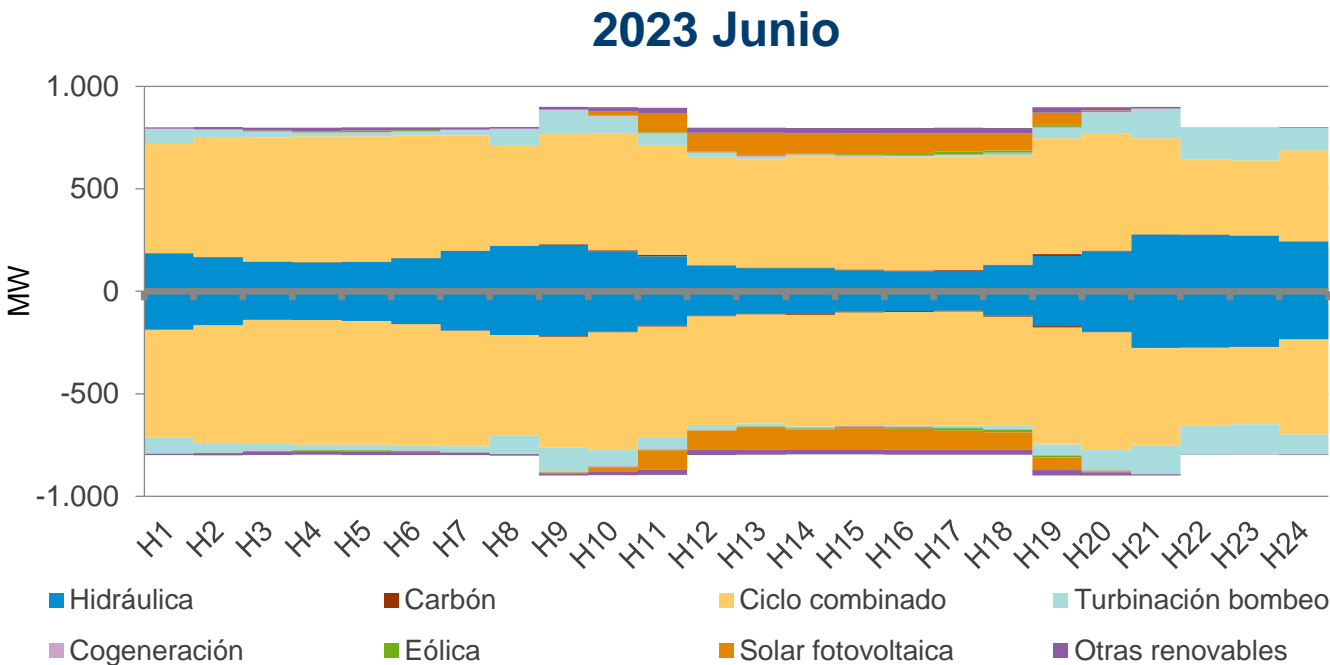
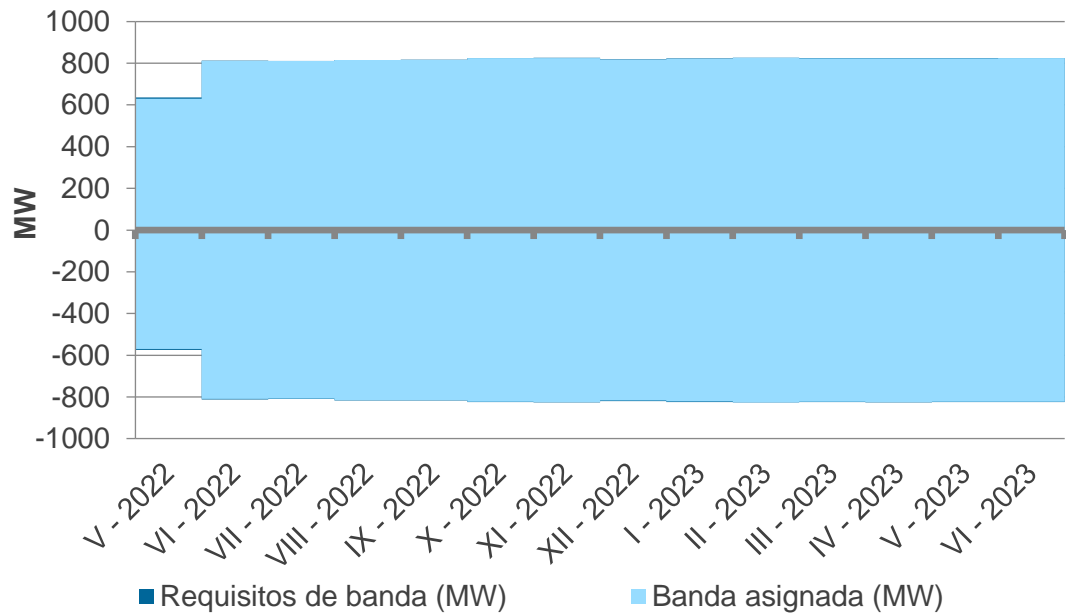
Resultados de los Mercados de Operación

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% |

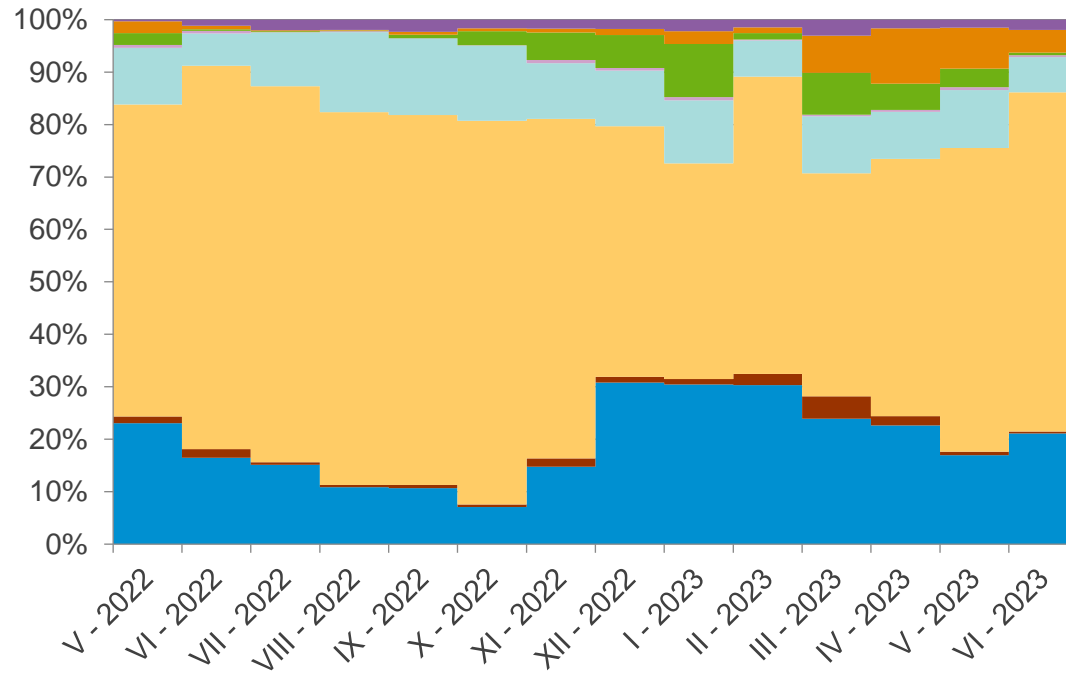
| Valores mensuales | 2023 Mayo | 2023 Junio | Δ (%) |
|---------------------------------|-----------|------------|-------|
| Requisitos de banda (MW) | 1.650 | 1.650 | 0,0% |
| Banda asignada (MW) | 1.646 | 1.647 | 0,1% |
| Satisfacción (%) | 100% | 100% | -0,1% |
| Demanda Media Servida P48 (MWh) |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



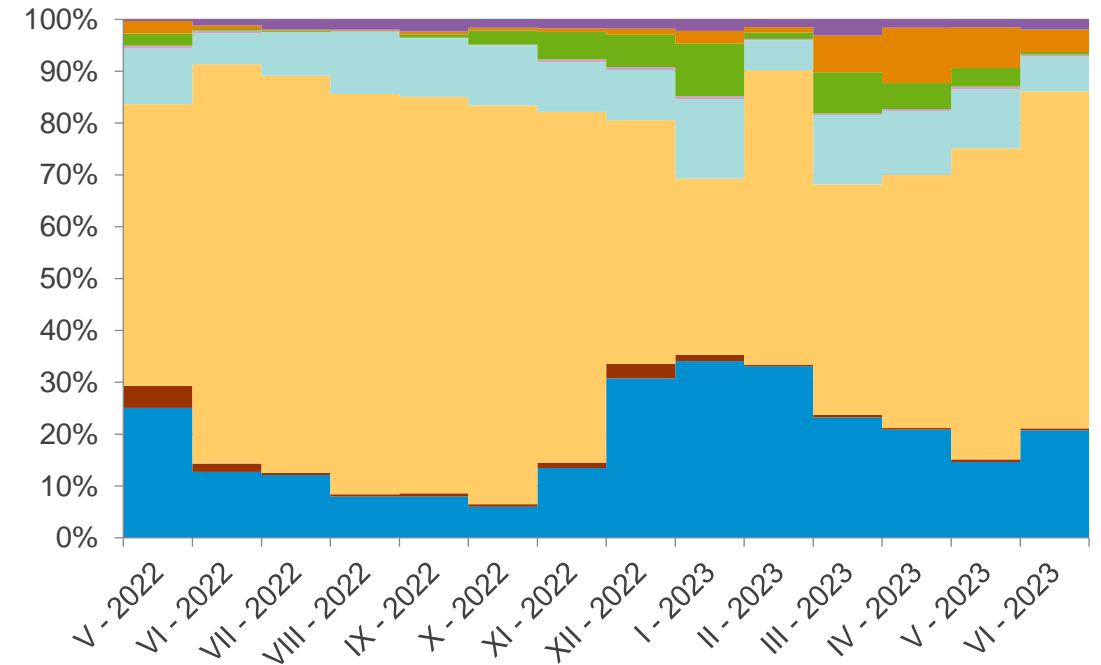
» Valores correspondientes a asignaciones de potencia media horaria

Tecnología asignada

A SUBIR



A BAJAR

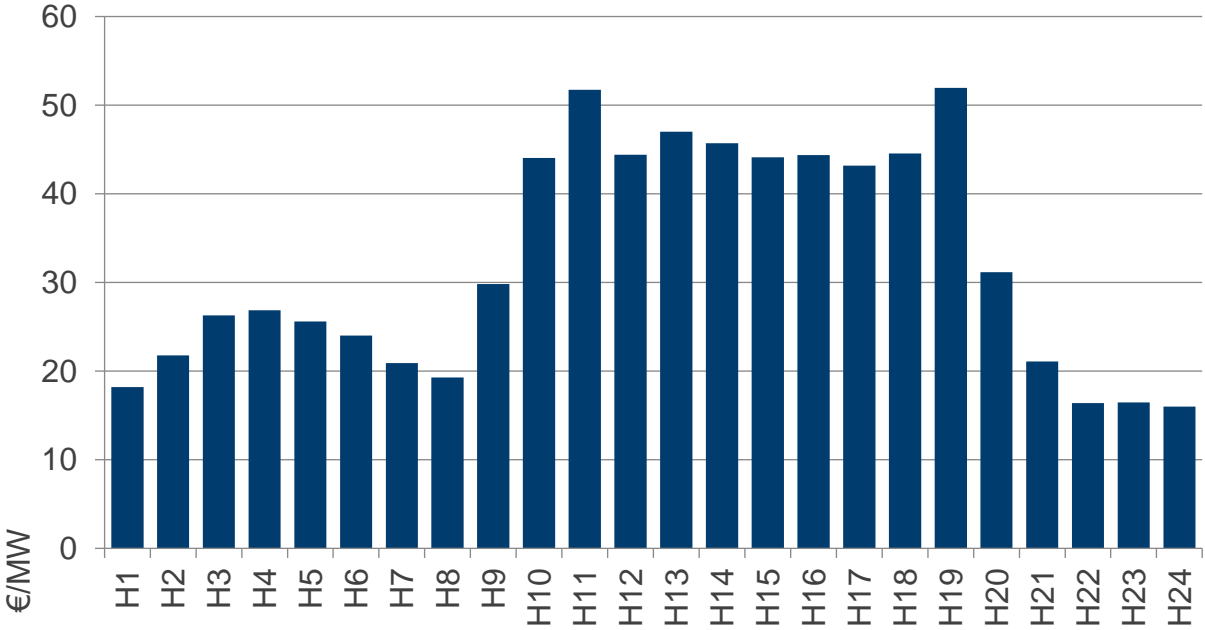
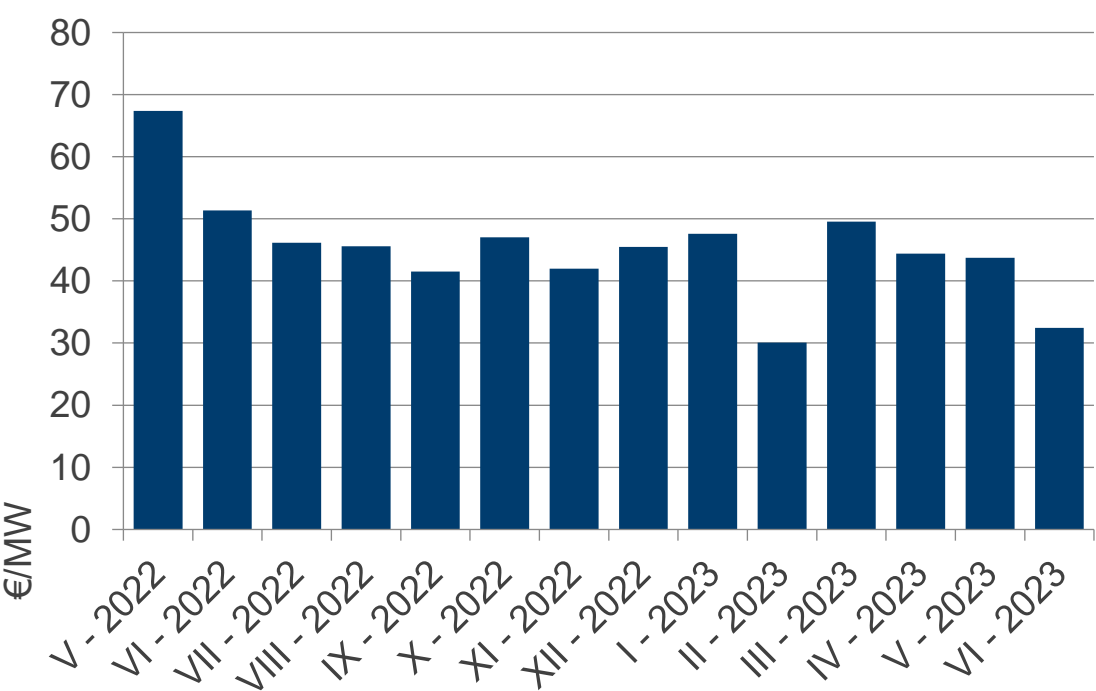


 Hidráulica
  Carbón
  Ciclo Combinado
  Turbinación bombeo
  Cogeneración
  Eólica
  Solar fotovoltaica
  Otras Renovables

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% |

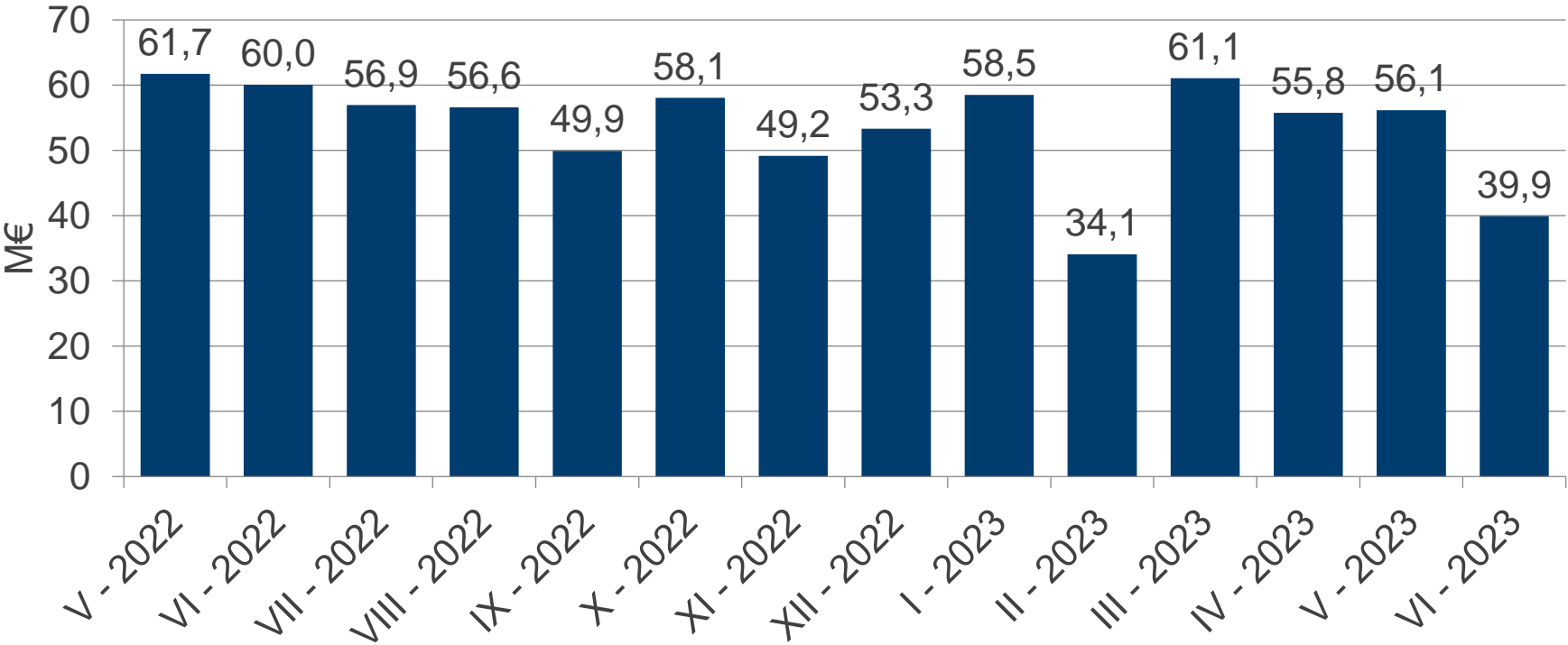
Junio 2023 (POR HORA)



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

Coste

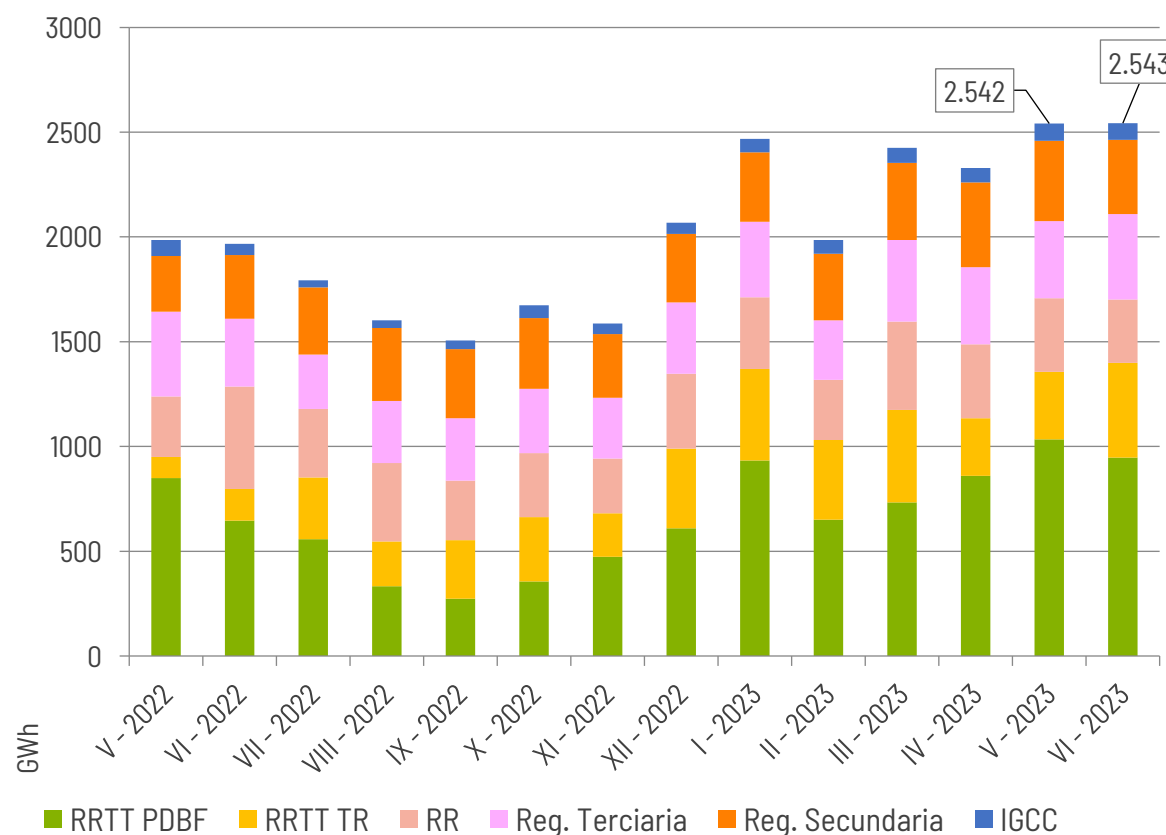
| Coste (M€) | 2022 | 2023 | Δ (%) |
|-------------------------------|------|------|--------|
| Mayo | 61,7 | 56,1 | -9,0% |
| Junio | 60,0 | 39,9 | -33,5% |
| Coste medio mensual (Ene-Jun) | 42,3 | 50,9 | 20,4% |



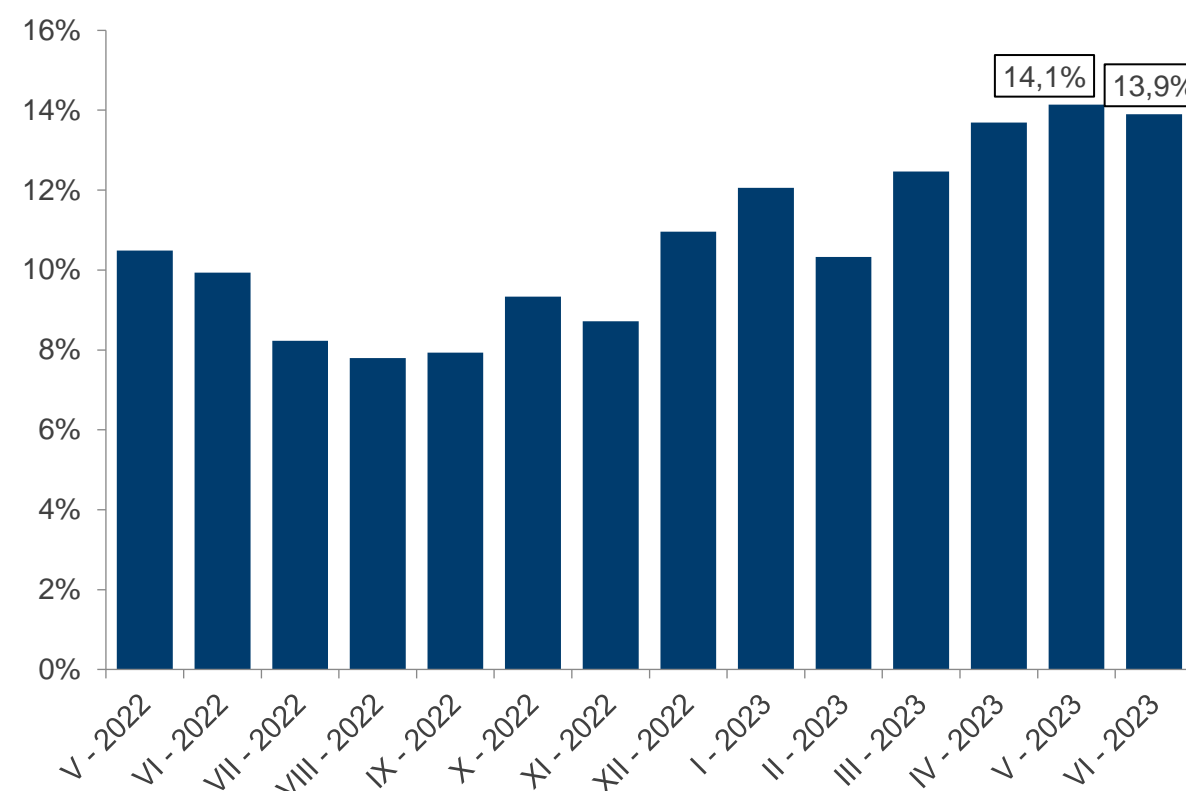


Energía utilizada para gestión de SAS

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



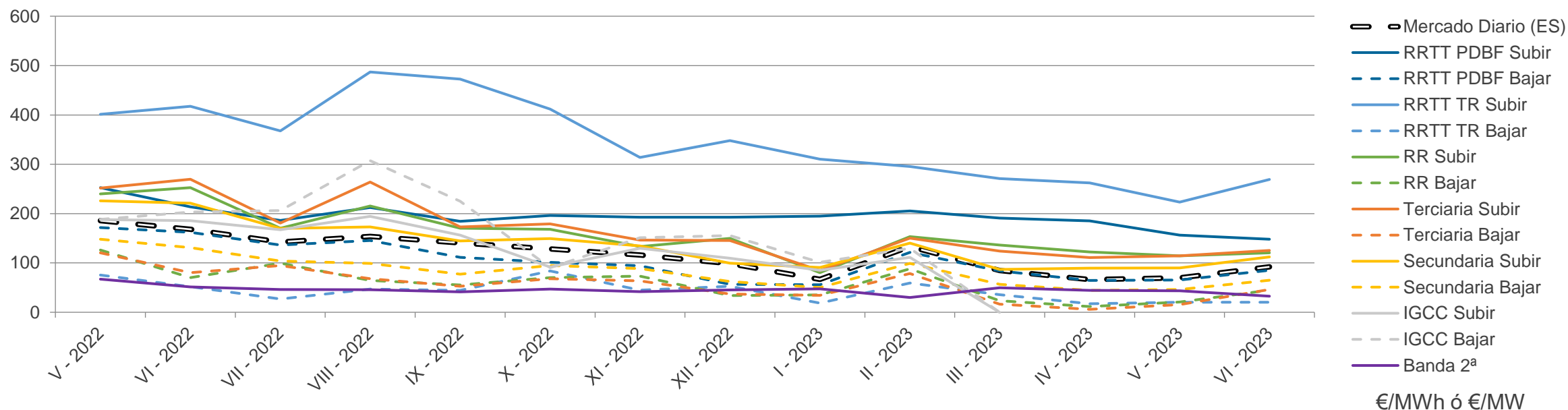
Energía de SAS respecto a Demanda Total Servida (%)



⁽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

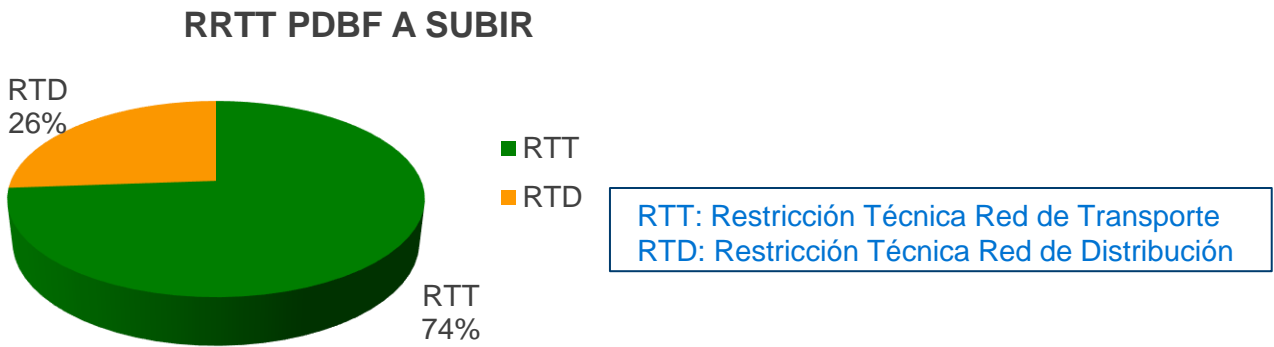
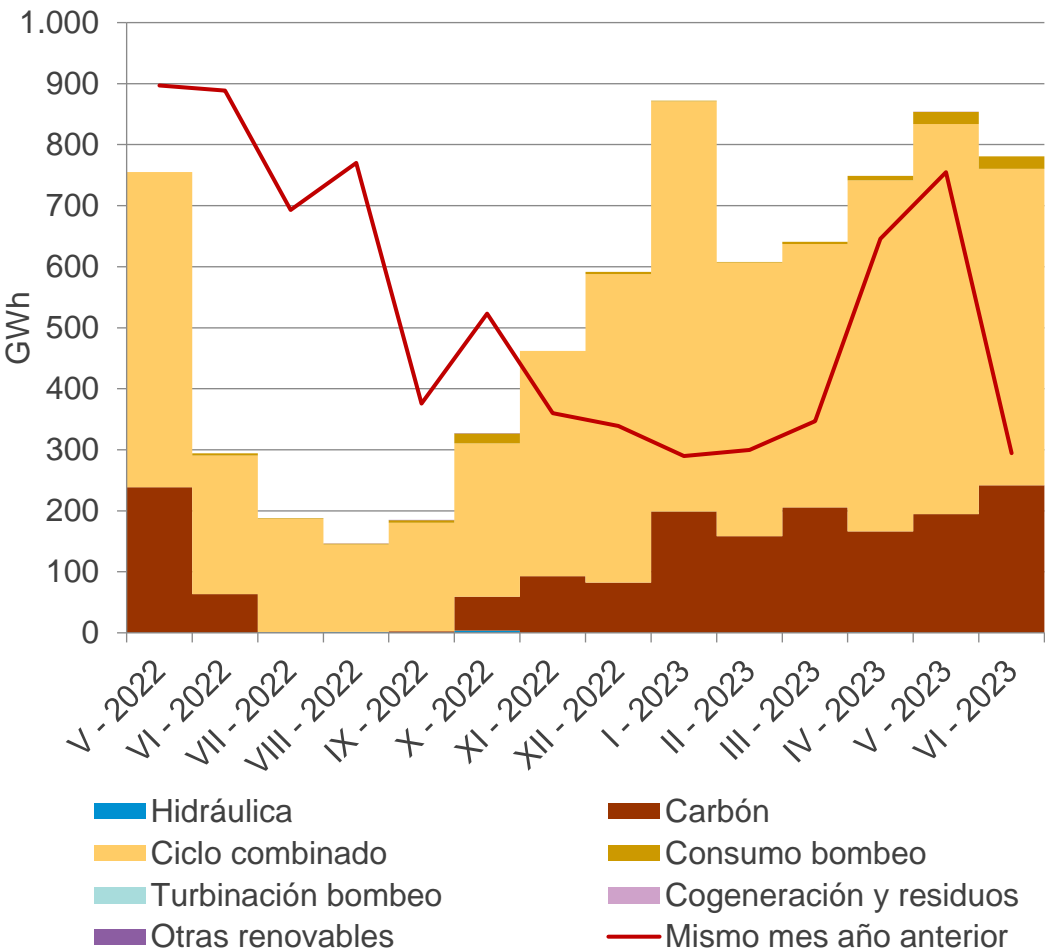
| €/MWh ó €/MW | V - 2022 | VI - 2022 | VII - 2022 | VIII - 2022 | IX - 2022 | X - 2022 | XI - 2022 | XII - 2022 | I - 2023 | II - 2023 | III - 2023 | IV - 2023 | V - 2023 | VI - 2023 |
|---------------------|----------|-----------|------------|-------------|-----------|----------|-----------|------------|----------|-----------|------------|-----------|----------|-----------|
| 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 2ª | 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 |



⁽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-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 | - |
| Total | 2.632 | 4.503 | 71% |
| Precio medio ponderado (€/MWh) | 271,63 | 177,20 | -35% |

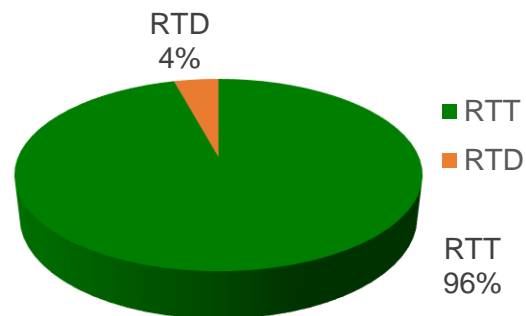




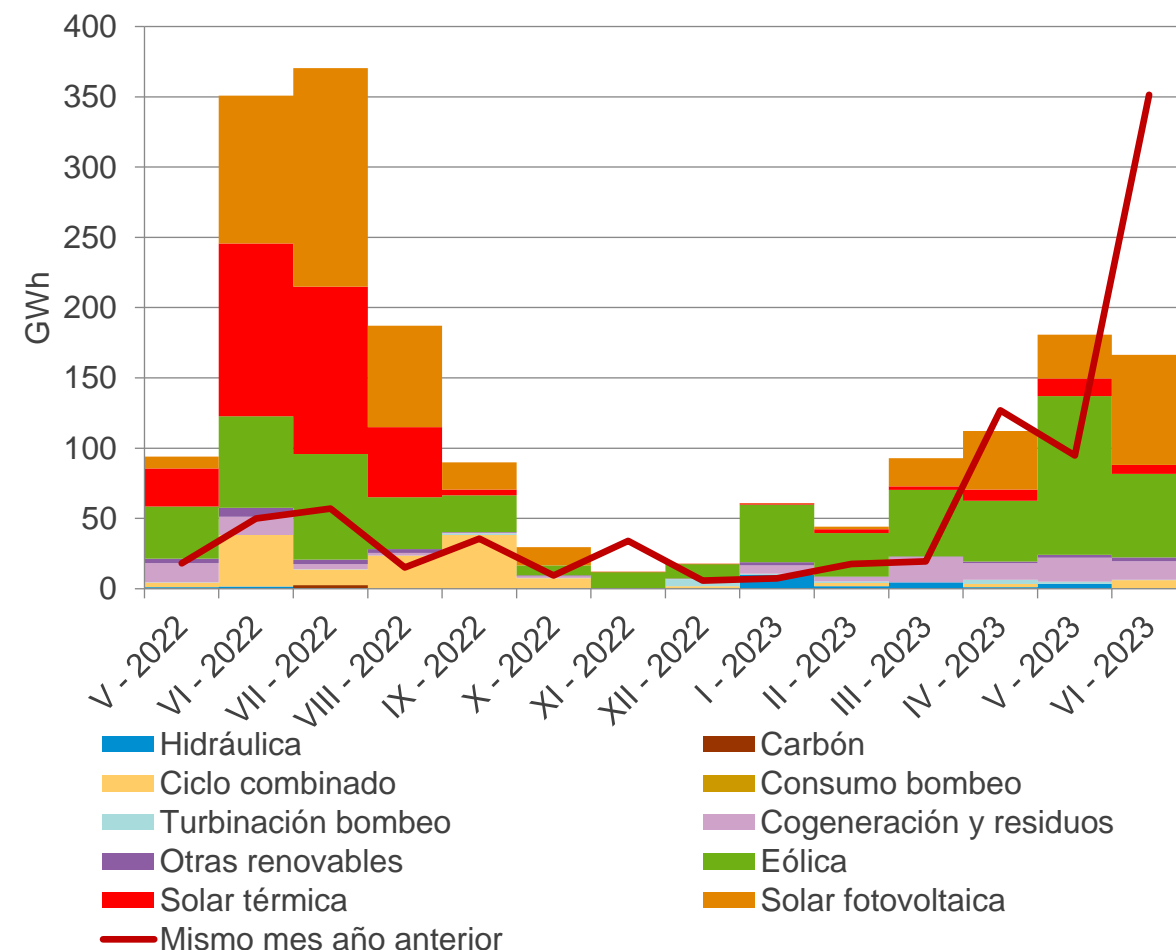
Fase I

| 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

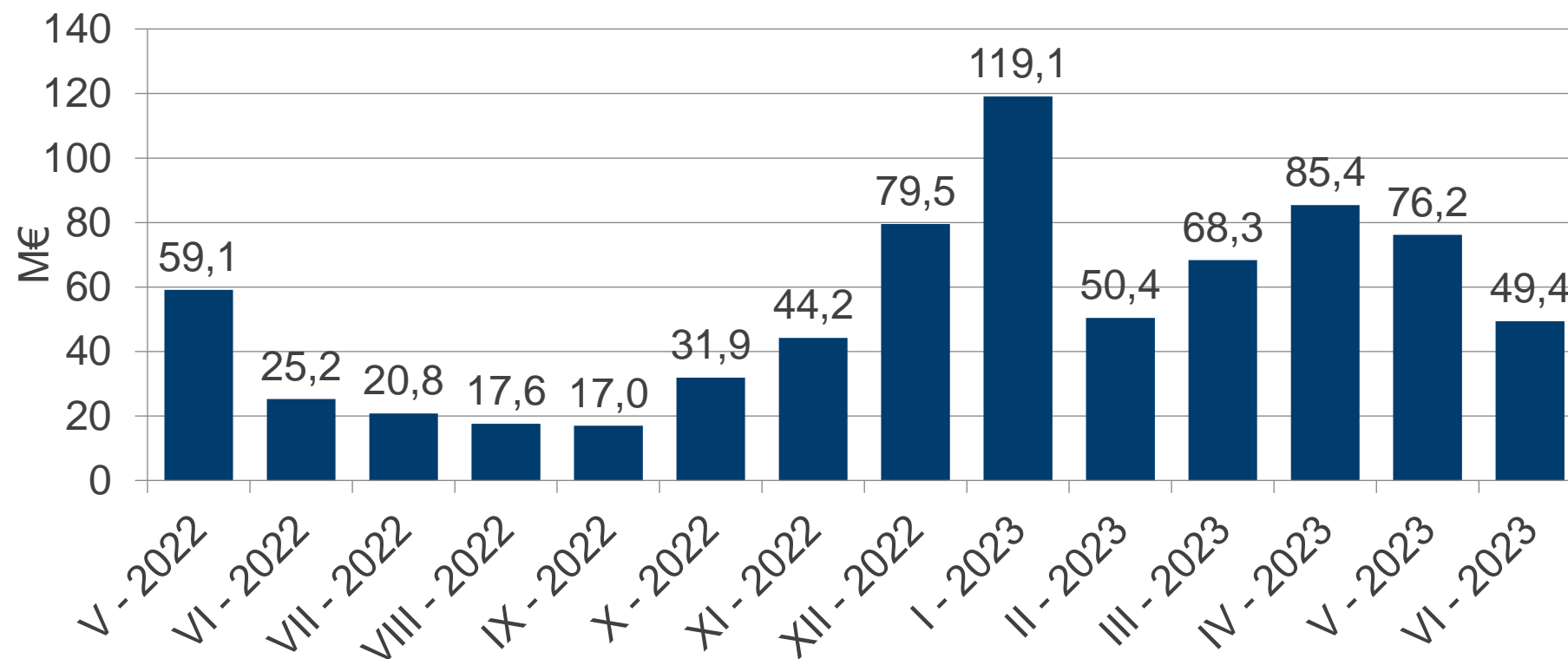


RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución



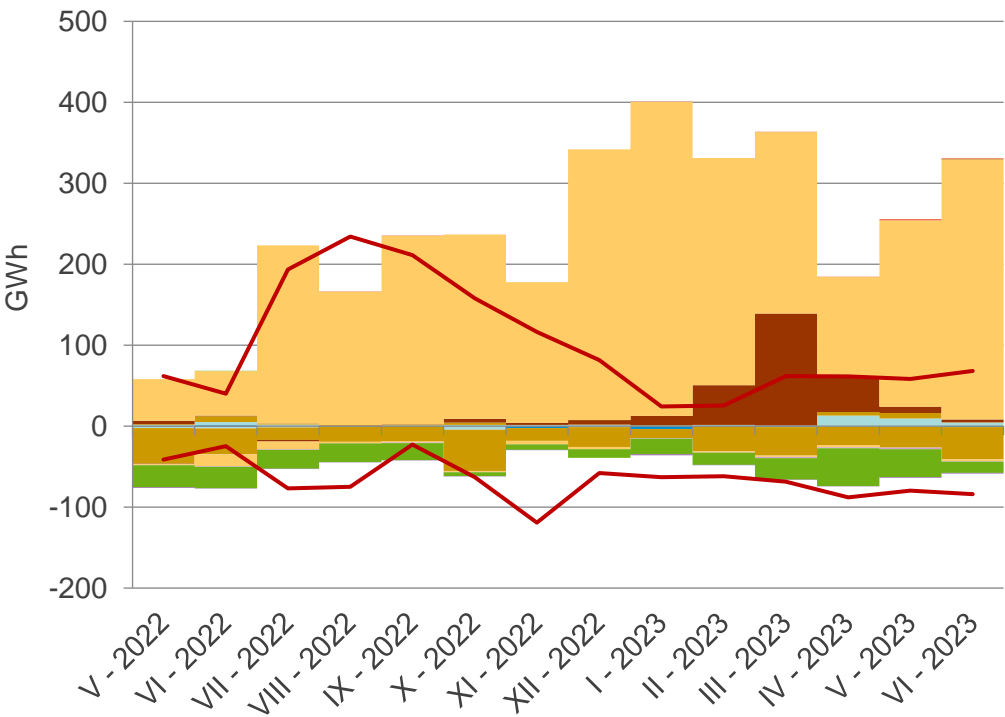
Coste

| 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% |

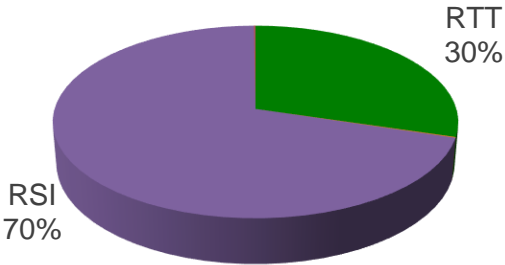




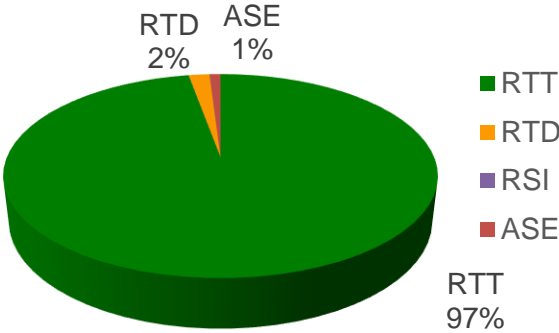
| Valores acumulados Ene-Jun | Energía a Subir (GWh) | | | Energía a Bajar (GWh) | | |
|---|-----------------------|---------|--------|-----------------------|-------|-------|
| | 2022 | 2023 | Δ (%) | 2022 | 2023 | Δ (%) |
| Hidráulica | 4,0 | 0,8 | -79% | 1,7 | 5,3 | 208% |
| Carbón | 7,7 | 253,8 | 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% |
| Total | 300,8 | 1.867,7 | 521% | 444,2 | 440,4 | -1% |
| 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 | - |



RRTT TR A SUBIR



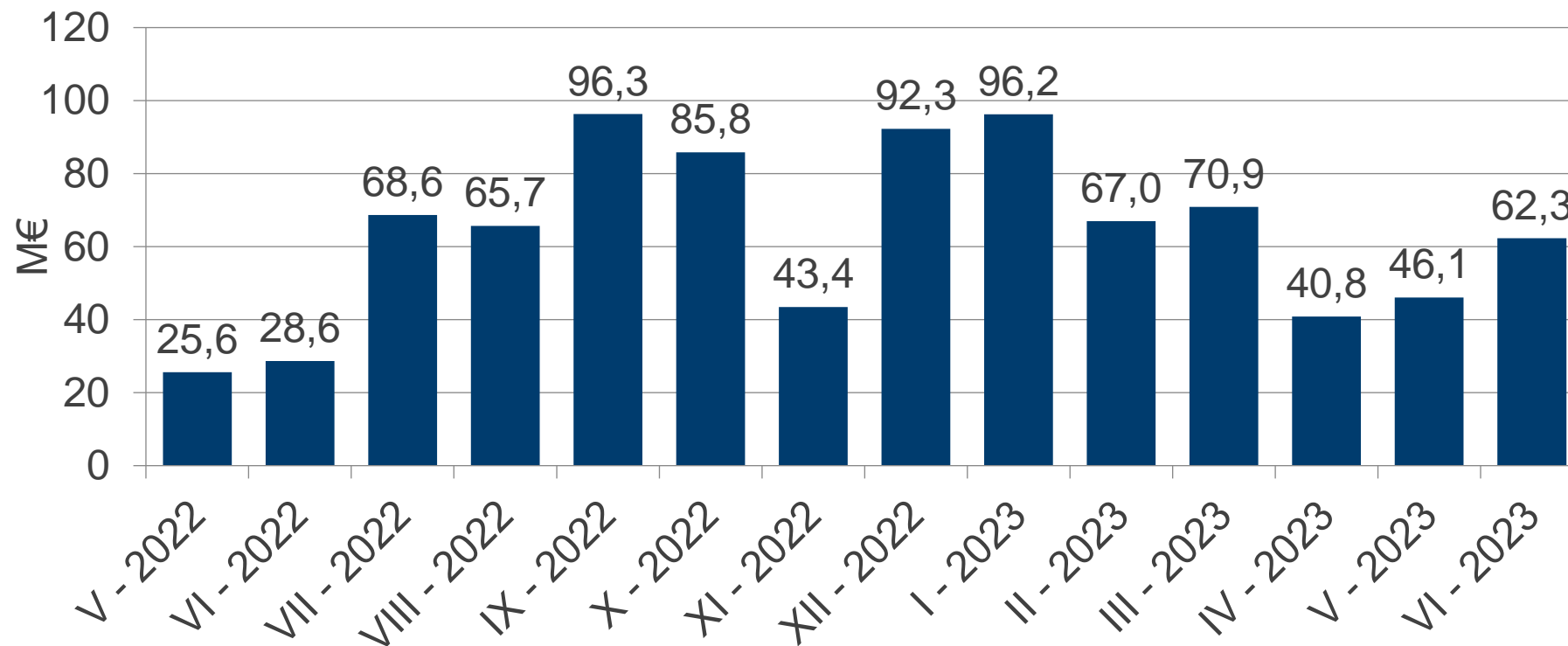
RRTT TR A BAJAR



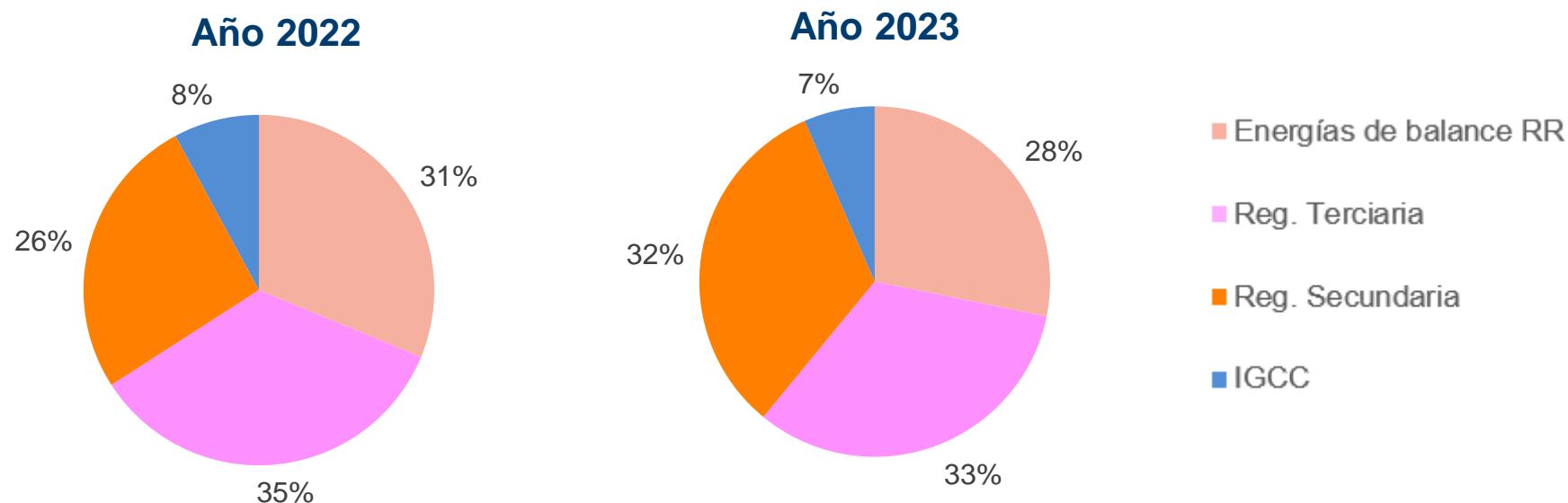
RTT: Restricción Técnica Red de Transporte
RTD: Restricción Técnica Red de Distribución
RSI: Reserva Potencia a Subir Insuficiente
ASE: Control Desvíos Área Síncrona Europa Continental

Coste

| Coste (M€) | 2022 | 2023 | Δ (%) |
|-------------------------------|------|------|--------|
| 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 ⁽¹⁾ | 1.809 | 1.872 | 3% |
| Reg. Terciaria ⁽²⁾ | 2.006 | 2.176 | 8% |
| Reg. Secundaria | 1.518 | 2.159 | 42% |
| IGCC | 457 | 435 | -5% |
| Total (GWh) | 5.790 | 6.642 | 14,7% |



⁽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

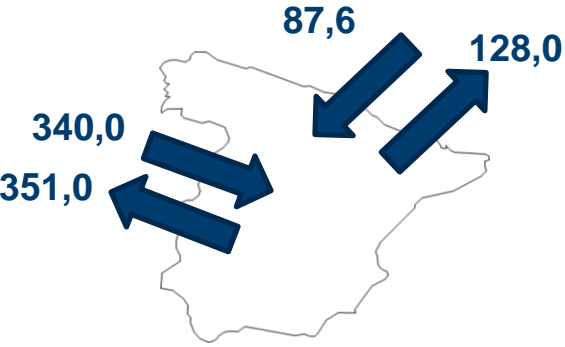


Asignaciones de energías de balance de tipo RR

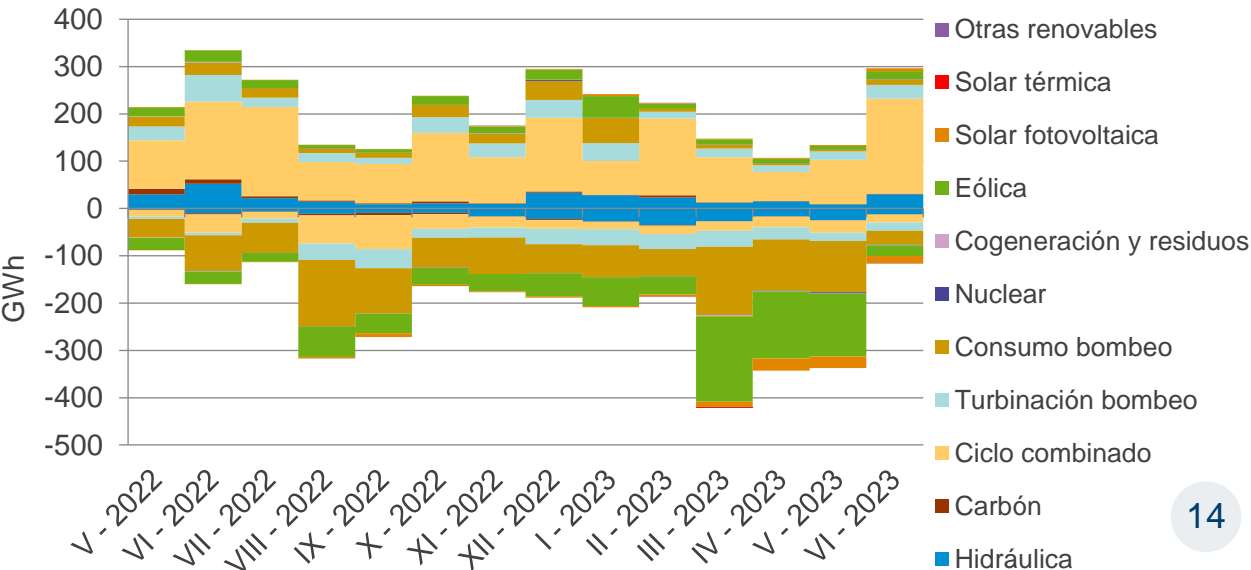
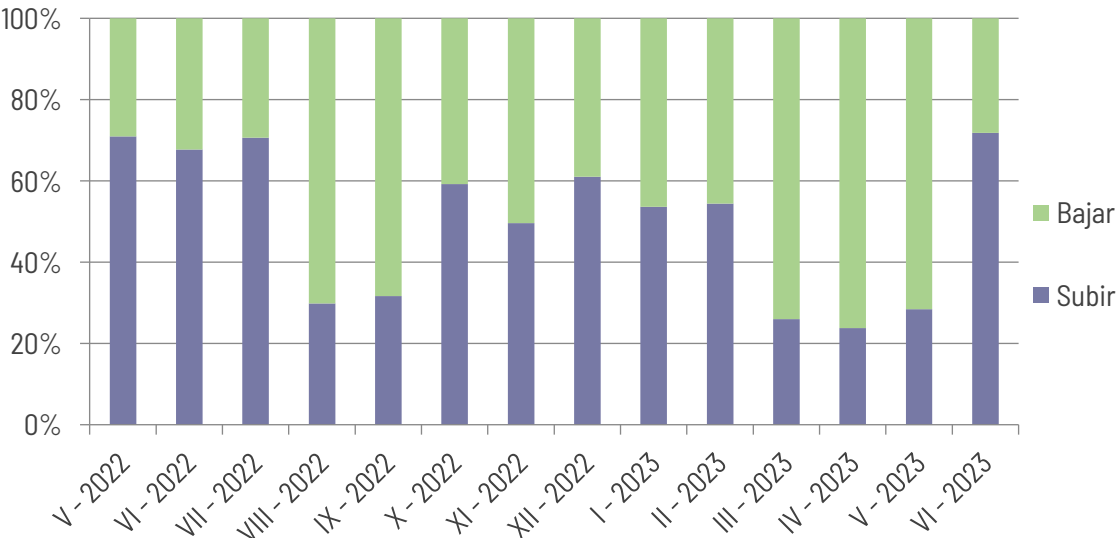
| Valores acumulados Ene-Jun | Energía Asignada a Subir (GWh) | | | Energía Asignada a Bajar (GWh) | | |
|-----------------------------------|--------------------------------|--------|-------|--------------------------------|-------|-------|
| | 2022 | 2023 | Δ (%) | 2022 | 2023 | Δ (%) |
| Hidráulica | 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% |

red eléctrica

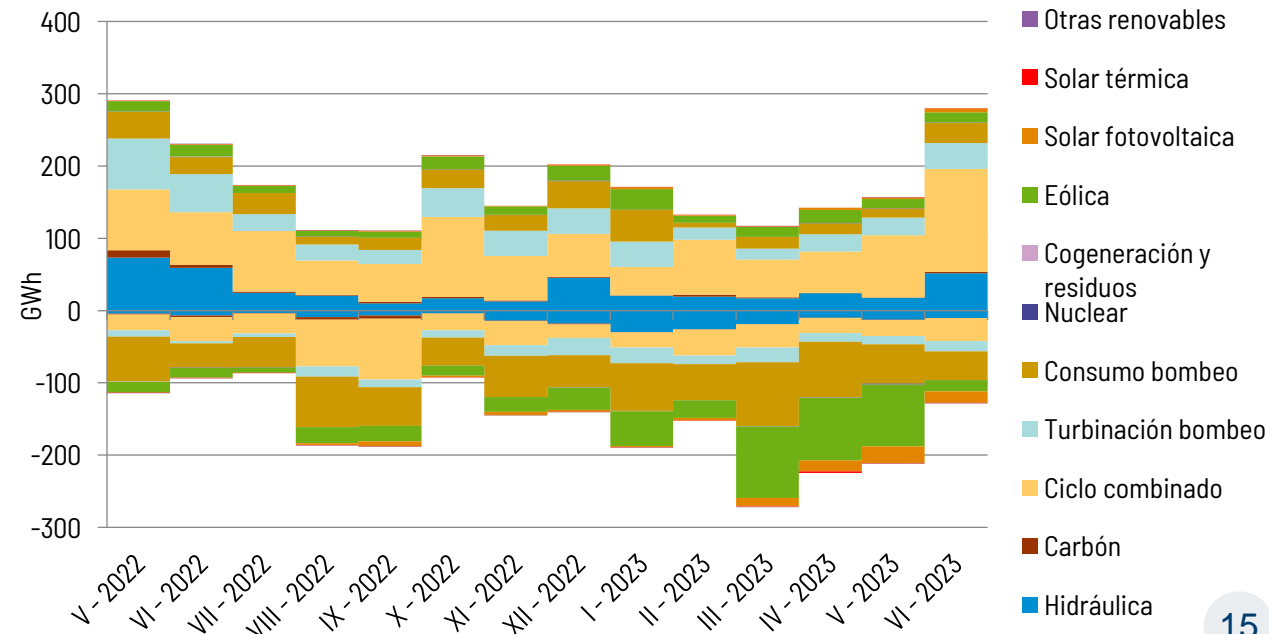
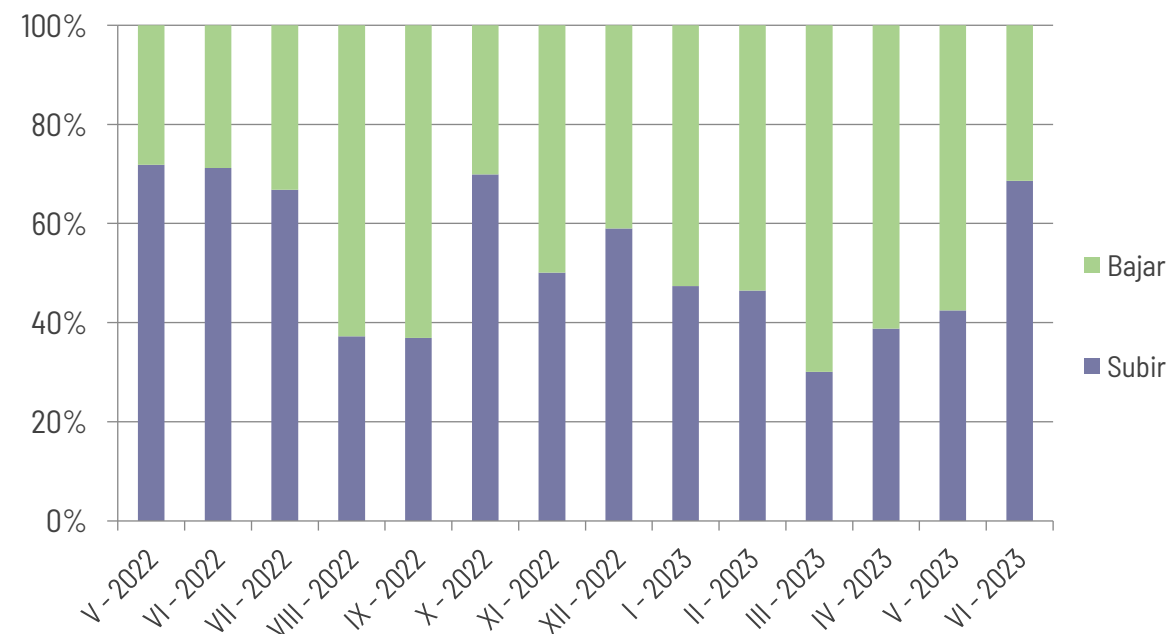
| Intercambios en frontera (GWh) | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|
| | 2022 | 2023 | Δ (%) |
| Exportación | 437,0 | 479,0 | 9% |
| Importación | 638,1 | 427,6 | -33% |



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

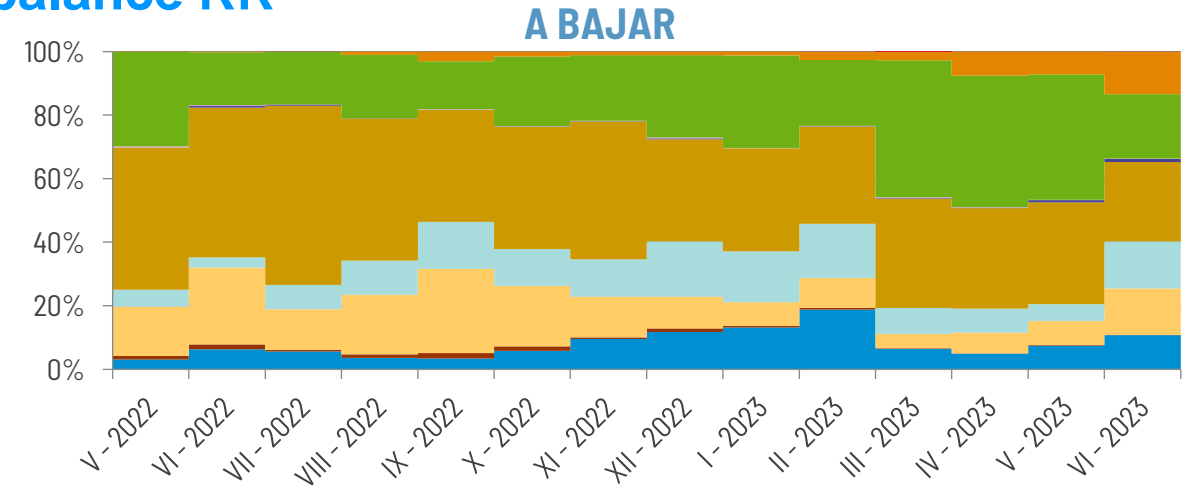
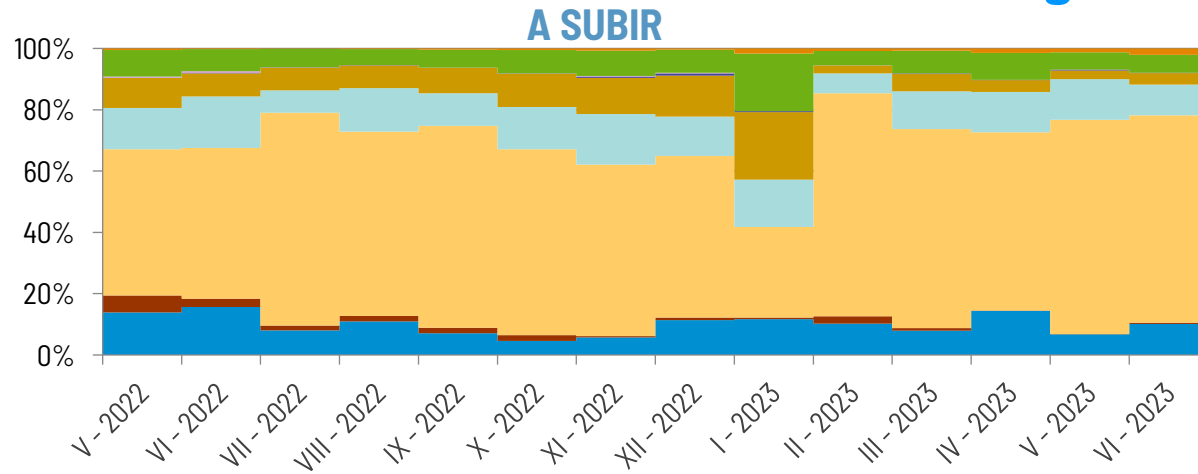


| Valores acumulados Ene-Jun | Energía a Subir (GWh) | | | Energía a Bajar (GWh) | | |
|---------------------------------------|-----------------------|---------------|-------------|-----------------------|--------------|-------------|
| | 2022 | 2023 | Δ (%) | 2022 | 2023 | Δ (%) |
| Hidráulica | 361 | 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 | - |
| Total | 1.324 | 999 | -25% | 682 | 1.177 | 73% |
| Precio medio ponderado (€/MWh) | 267,73 | 117,80 | -56% | 133,90 | 28,40 | -79% |

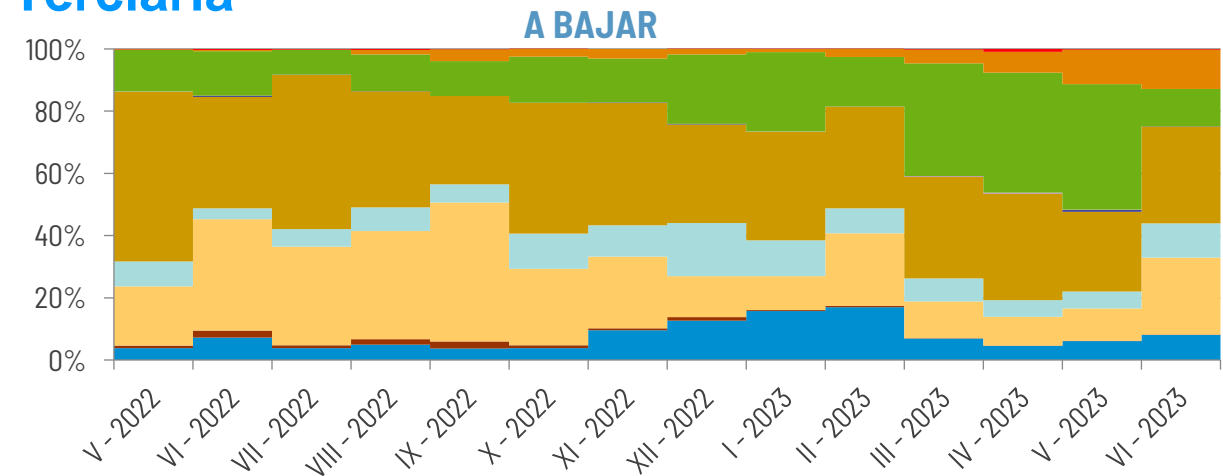
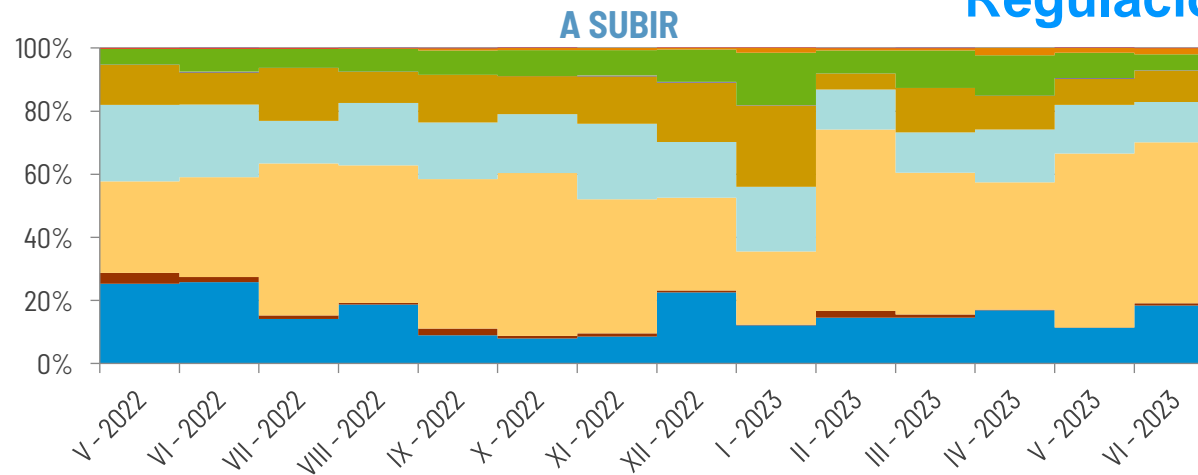


⁽¹⁾ Incluye asignaciones de regulación terciaria por activación programada y directa, está última pues en servicio el 24 de mayo de 2022

Energías de balance RR

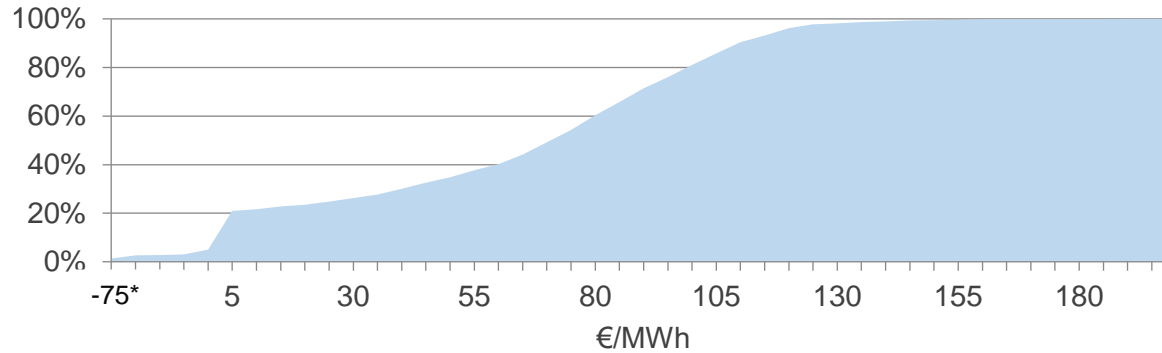


Regulación Terciaria



Energías de balance RR

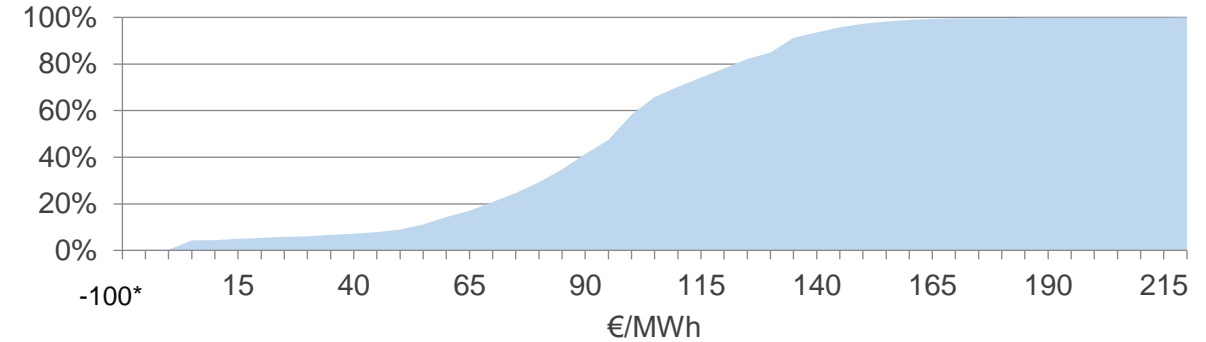
2023 Mayo



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

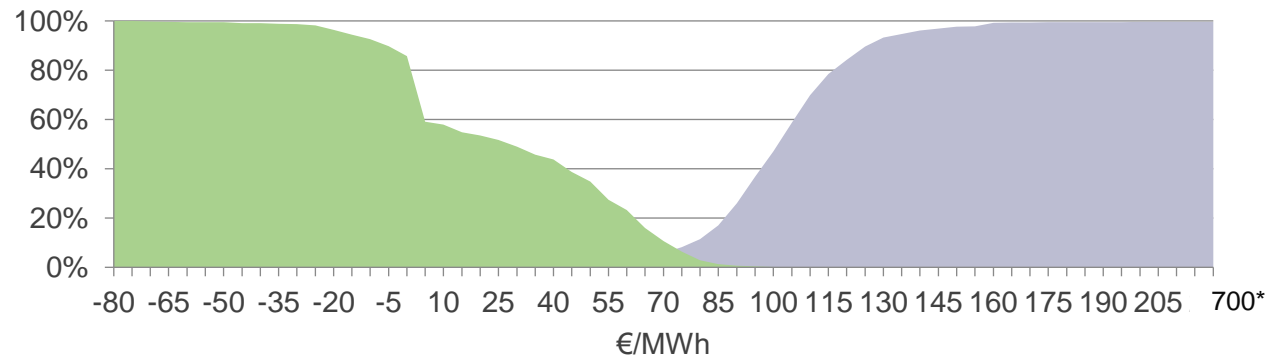


Precio Máx. Asig. RR = 217,60 €/MWh (27/06/2023 23:00)

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

Regulación Terciaria⁽¹⁾

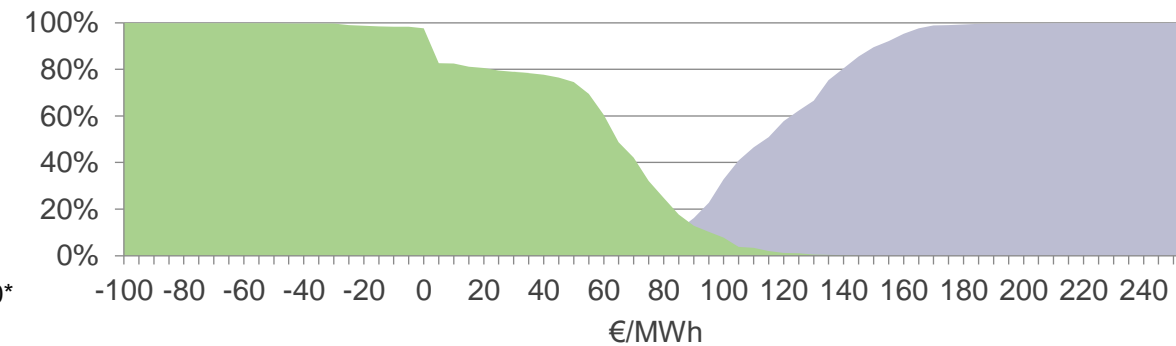
2023 Mayo



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

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

2023 Junio

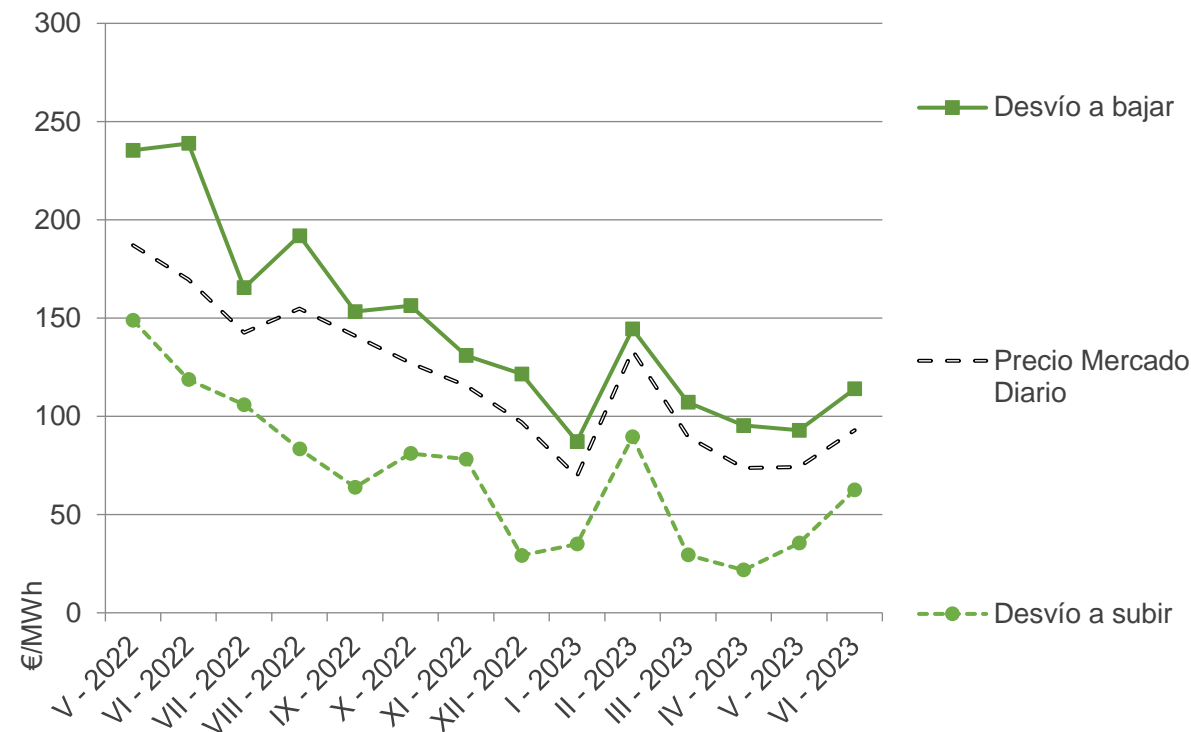
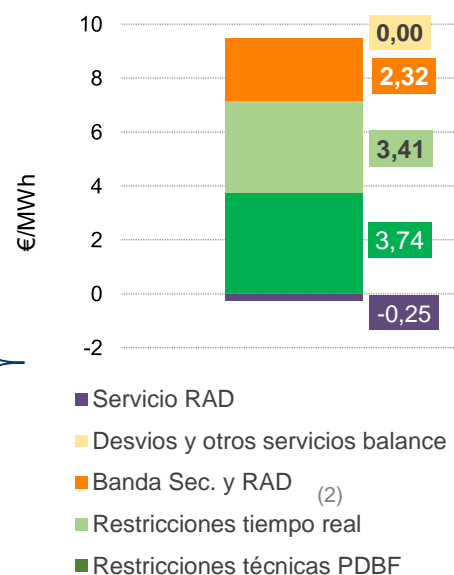
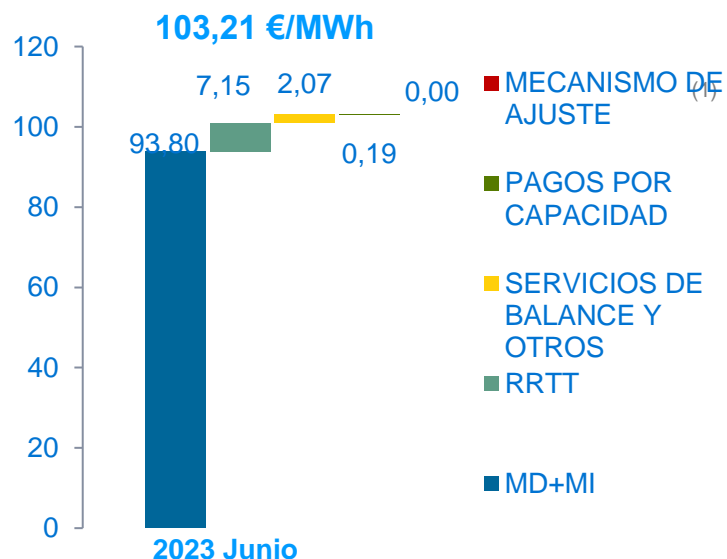
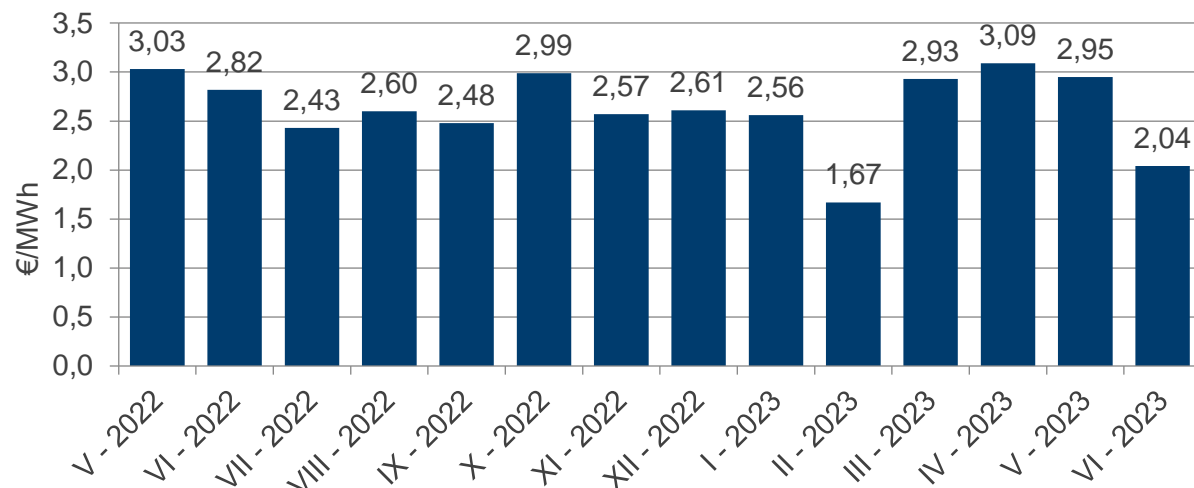


Precio Máx. Subir = 250,00 €/MWh (14/06/2023 21:45)

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

⁽¹⁾ Precios de Regulación terciaria por activación programada

Coste de Banda de Regulación Secundaria (€/MWh)



Precio Medio Ponderado Desvíos en Junio 2023

Bajar: 113,98 €/MWh

Subir: 62,57 €/MWh

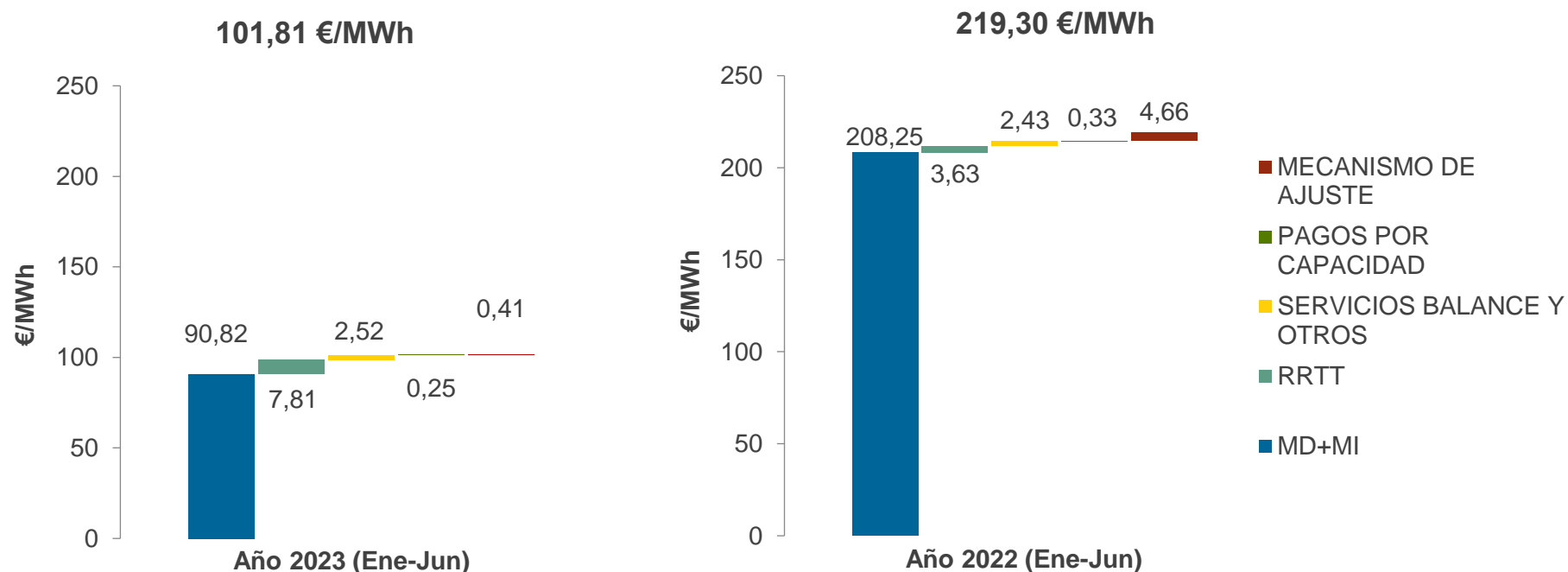
(*) Precios de los desvíos provisionales para los últimos 11 meses

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

(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

Julio, 2023

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

red eléctrica

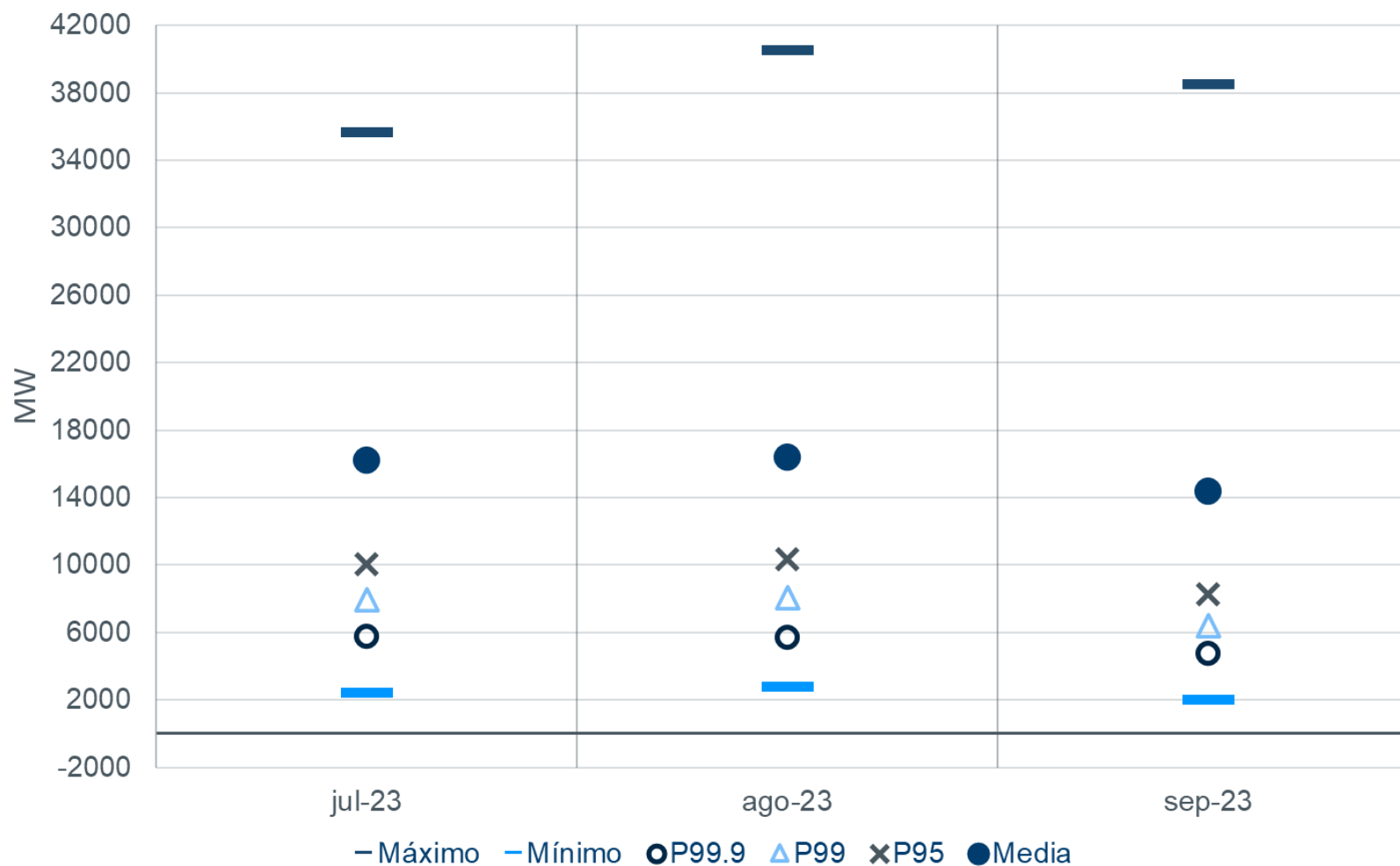


1. Evolución cobertura puntas demanda 2023



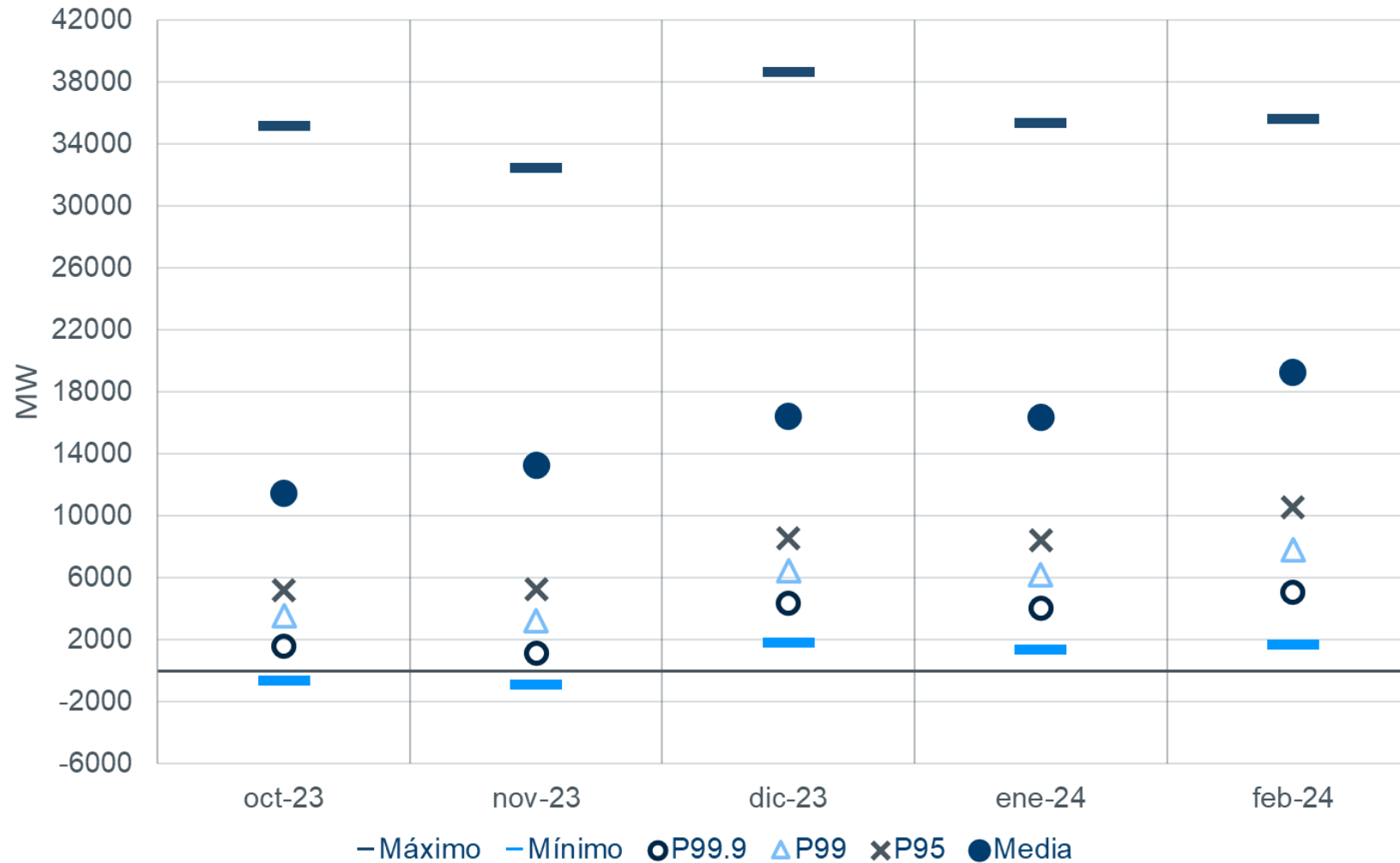
Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **VERANO 23**

red eléctrica

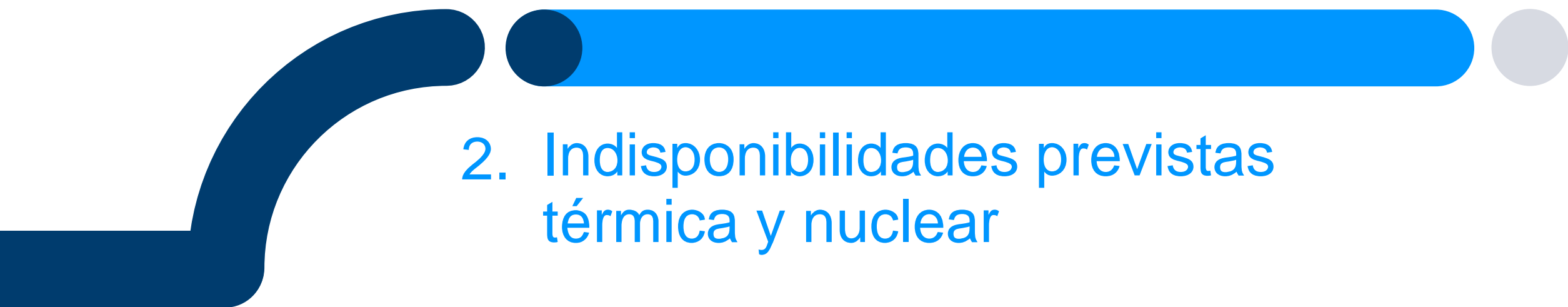


Estudio probabilístico de la cobertura. Márgenes de cobertura simulados **INVIERNO 23-24**

red eléctrica

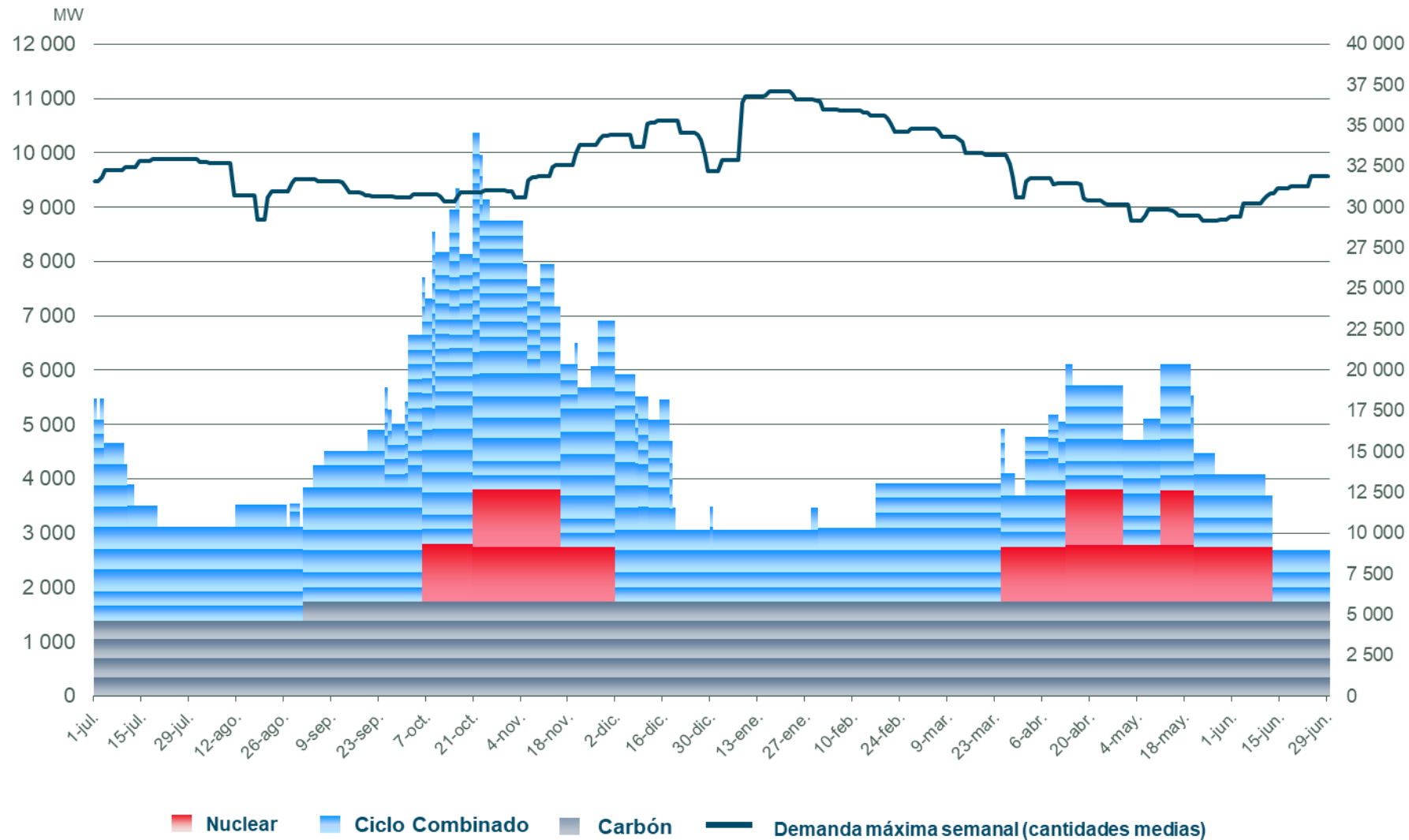


red eléctrica



2. Indisponibilidades previstas térmica y nuclear

JULIO 2023 – JUNIO 2024



red eléctrica

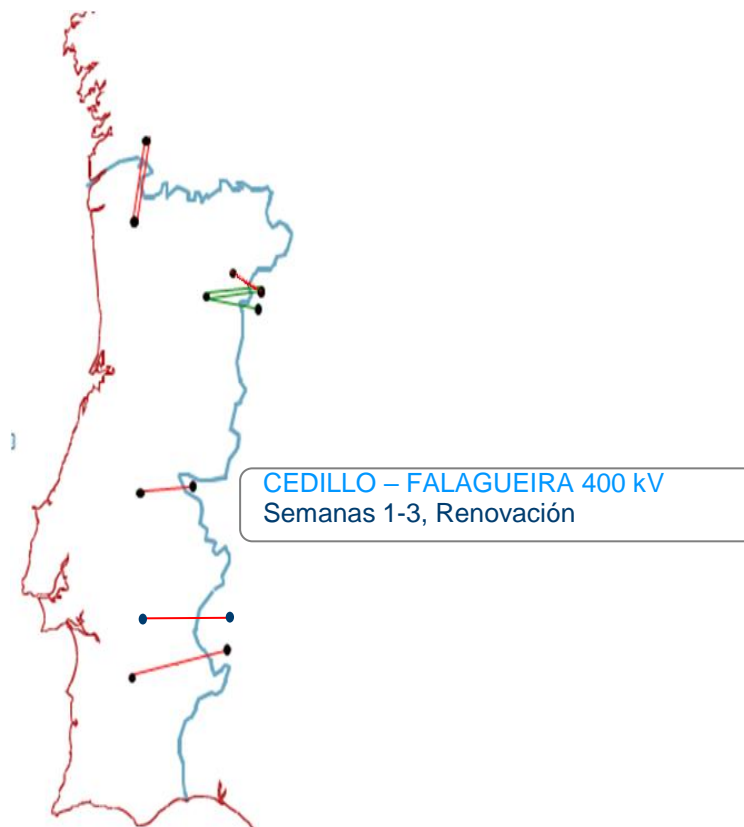


3. Indisponibilidades RdT influencia NTC

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

red eléctrica

(12 DE JULIO – 30 DE SEPTIEMBRE DEL 2023)



| Reducción prevista | |
|--------------------|----------------------------------|
| | Reducción prevista <10% |
| | Reducción prevista < 30% y > 10% |
| | Reducción prevista > 30% |

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

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 BENAHAVÍS (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 PEÑAFLORES: 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 CIGÜÑUELA 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 |

(1) Evacuación renovables
 (2) Nueva SE 220 kV Benahavís
 (3) Sustituye a Talasol

| Transformadores RdD | Potencia (MVA) | Provincia | Fecha |
|---|----------------|-----------|--------|
| SE 220 kV ARENALES: TRP-1 220/45 kV | 100 | Cáceres | Jul-23 |
| SE 220 kV SANTA ELVIRA: TRP 2 y 3 220/15 kV | 63 | Sevilla | Jul-23 |
| SE 220 kV BENAHAVÍS: TRP-1 220/66 kV | 120 | Málaga | Jul-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

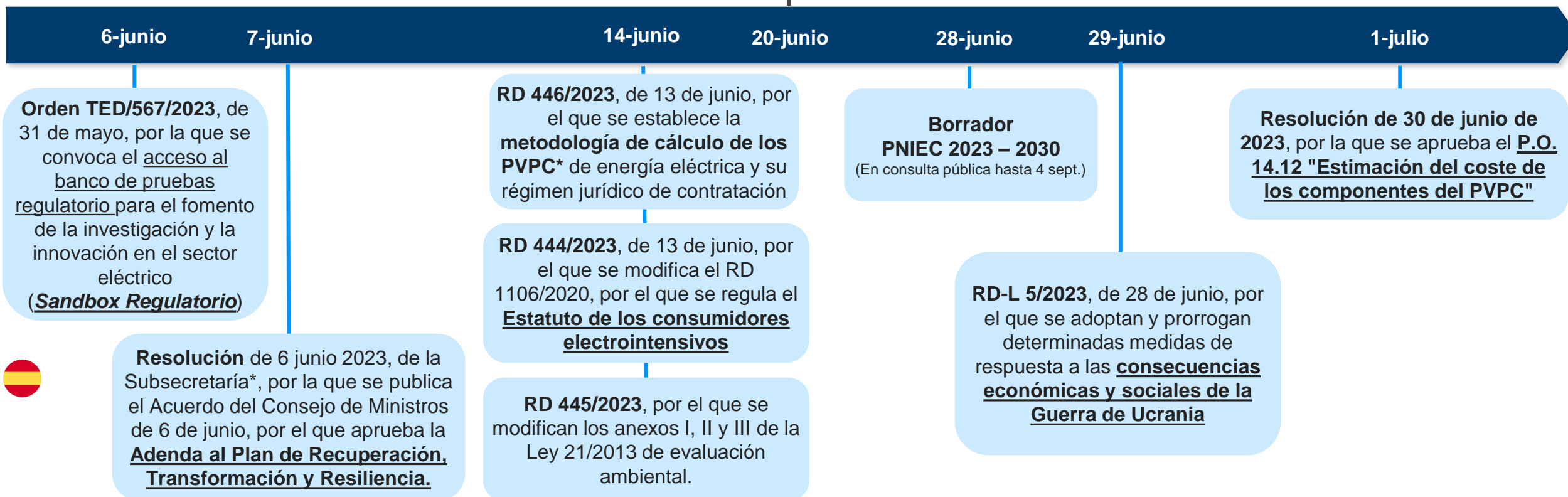


1. Novedades

Regulación nacional



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



red eléctrica



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 – Periodo 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 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 – 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

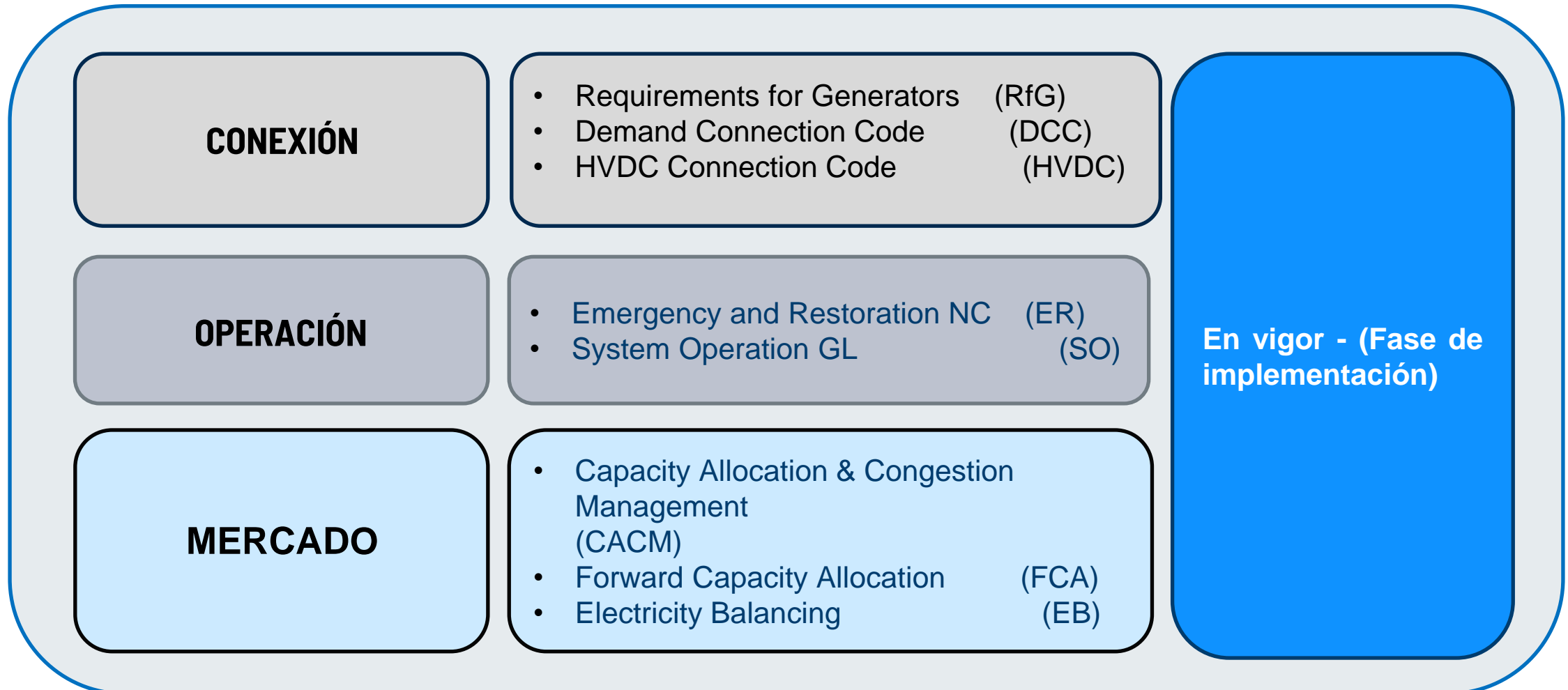
NB: En este paquete de procedimientos se incluyó también el P.O. 12.2 Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, consumo, almacenamiento y sistemas HVDC: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad, y el P.O. 9.3. Información estructural del sistema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

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) | Sin Novedad | Gestión de la RdT (SO GL) |
|--|----------------|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Dic. 2020 → Aprobación por CNMC de normas para suspensión/restablecimiento y liquidación del mercado (BOE 24/12/2020) (*) <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">• 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 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). |

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 3ª 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).

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 posibles 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 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 – 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 \(entsoe.eu\)](https://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).

Aprobadas:

8/07/20

Estrategia UE para Integración del sistema energético

15/09/20

Regl. 2020/1294
Mecanismo financiación de EE.RR.

30/06/21

Reg. 2021/1119 – Ley Europea del Clima

03/06/2022

Reglamento 2022/869, TEN-E

29/12/2022

Reg. 2022/2577, despliegue de EE.RR.

20/06/2023

Regl. 2023/1184, de Hidrógeno verde

Estrategia del Hidrógeno para una Europa Climáticamente neutra

19/11/2020

Estrategia Renovables Marinas

08/03/22

18/05/2022
Plan REPowerEU

07/10/2022

Reg. 2022/1854 medidas extraordinarias mercado eléctrico

16/05/2023

Reg. 2023/956, CBAM

En tramitación:

15/12/2021

Presentación Paquete de Gases Descarbonizados (revisión Dir. y Reg. De Gas)

16 y 28/06/2023

RED III – Ratificación Acuerdo inter-institucional

COREPER - 16/06/2023

ITRE - 28/06/2023

(Votación del Pleno PE prevista)

14/07/2021

Presentación Paquete **Fit for 55**
(Dir. RED III, Dir. Eficiencia, Regl. CBAM)

25/04/2023

Dir. Eficiencia Energética

Aprobación de ITRE de Acuerdo inter-institucional provisional
(Votación del Pleno prevista el 11 julio)

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 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 3ª 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 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”
 - » 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 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.