

A hand holding a glowing lightbulb in a field of tall grass at sunset. The sun is low on the horizon, creating a warm, golden glow. The lightbulb is held up, and its light is visible. The background is a field of tall grass, and the sky is a mix of blue and orange.

imagina
energía

Comprometidos con la
innovación en **Energía**

29.06.2022

AGENDA

01

Resumen RDL 10/2022

02

Entrada en vigor del
mecanismo

03

Impacto en clientes de
IMAGINA ENERGIA

04

Aspectos Legales

05

Conclusiones y
preguntas



01 RESUMEN RDL 10/2022



1. RDL 10/2022

APLICACIÓN DEL REAL DECRETO LEY



OBJETIVO

- Lograr una **reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista** por medio de un mecanismo de ajuste de los costes incurridos por ciertas instalaciones fósiles.
- De esta forma, se pretende **mitigar el impacto** en el mercado eléctrico del progresivo incremento en el coste de aprovisionamiento del gas natural.



DERECHO A COMPENSACION

- Instalaciones de **CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL**.
- Instalaciones de generación convencional que utilicen **CARBON**.
- Instalaciones de **COGENERACION NO SUJETAS A REGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO**.



VIGENCIA

- Entrada en vigor el 14 de junio para la casación del mercado diario del día **15 DE JUNIO 2022**.
- Vigencia hasta el **31 DE MAYO 2023**, aunque su aplicación se puede suspender temporal o indefinidamente (con conformidad de Portugal) si se justifica por circunstancias excepcionales de mercado o de interés general.

1. RDL 10/2022

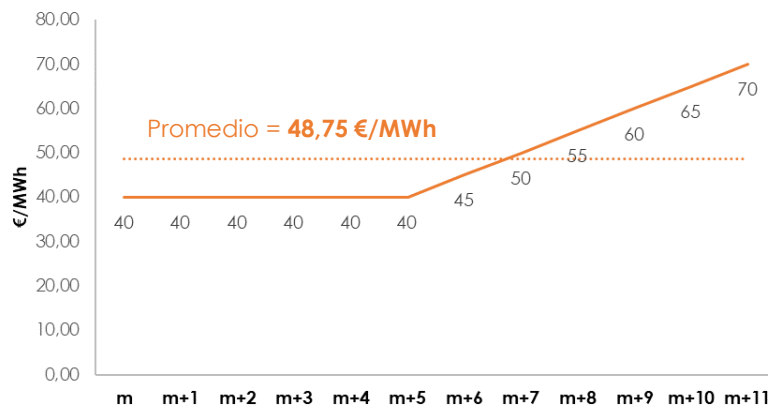
MECANISMO DE AJUSTE

CÁLCULO DE LA CUANTÍA UNITARIA AJUSTE

- Se calcula un **ajuste diario** que aplica a todas las centrales de generación fósiles acogidas al mecanismo, según la fórmula:

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$$

- P_{GN} = **precio del gas natural diario en €/MWh** calculado como suma ponderada de las operaciones realizadas en MIBGAS de productos D o WE con entrega para el D+1 en el Punto Virtual de Balance (PVB).
- P_{RGN} = **precio de referencia** del gas natural en €/MWh. El precio de referencia es de 40 €/MWh durante los primeros 6 meses y posteriormente se incrementa todos los meses 5 €/MWh.



IMPORTE A FINANCIAR A LOS GENERADORES FÓSILES

- Los generadores fósiles acogidos al mecanismo ofertarán diariamente en el mercado internalizando la cuantía unitaria del ajuste:
 - Ofertas a OMIE:** mercado diario e intradiario
 - Ofertas a Servicios de Ajuste de REE:** restricciones técnicas, banda secundaria, etc.
- De esta forma, se calculará **horariamente el importe al que tienen derecho los generadores fósiles** acogidos al mecanismo, al estar ofertando a un coste de commodity (gas natural) por debajo de su coste real.

$$Importe_h(Eur) = Y_i * Generación Fósil_h$$

- Este importe será financiado por:
 - Coste ajuste OMIE:** soportado por la **demanda no exenta** y con las **rentas de congestión** con Francia.
 - Coste ajuste REE:** soportado por el **100% de la demanda**.

1. RDL 10/2022

DEMANDA EXENTA Y NO EXENTA

El RDL 10/2022 establece que los importes del ajuste **deben ser financiados por la demanda que se beneficia directamente de la medida**, esto es, de la reducción de precios en el mercado mayorista, pues estarían pagado un precio inferior al que pagarían en ausencia de la medida.

DEMANDA EXENTA

NO PAGA el coste del ajuste OMIE

- Energía asociada a instrumentos de **cobertura a plazo** firmados **anteriormente al 26 DE ABRIL 2022**.
- Clientes **extrapeninsulares** (BAL, CAN, CEUTA y MELILLA).
- Energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo bilateralizada entre empresas de generación y comercialización pertenecientes al mismo grupo verticalmente integrado.
- Unidades de oferta de almacenamiento (bombeo y baterías) y consumo de servicios auxiliares y de instalaciones de generación.

DEMANDA NO EXENTA

PAGA el coste del ajuste OMIE

- **Clientes indexados.**
- Clientes de **PVPC**.
- Energía asociada a instrumentos de **cobertura a plazo** firmados **posteriormente al 26 DE ABRIL 2022**.
- Renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura.
- Energía indexada al mercado mayorista relativa a productos mixtos (ej. producto 50% fijo 50% indexado).

IMPORTANTE RECORDAR QUE EL COSTE DEL AJUSTE DE REE POR PARTICIPACIÓN DE CENTRALES FÓSILES EN **SERVICIOS DE AJUSTE DE REE LO PAGA EL 100% DE LA DEMANDA**



1. RDL 10/2022

LIQUIDACION DEL AJUSTE



Liquida el ajuste de los **mercados diario e intradiario** de la demanda no exenta

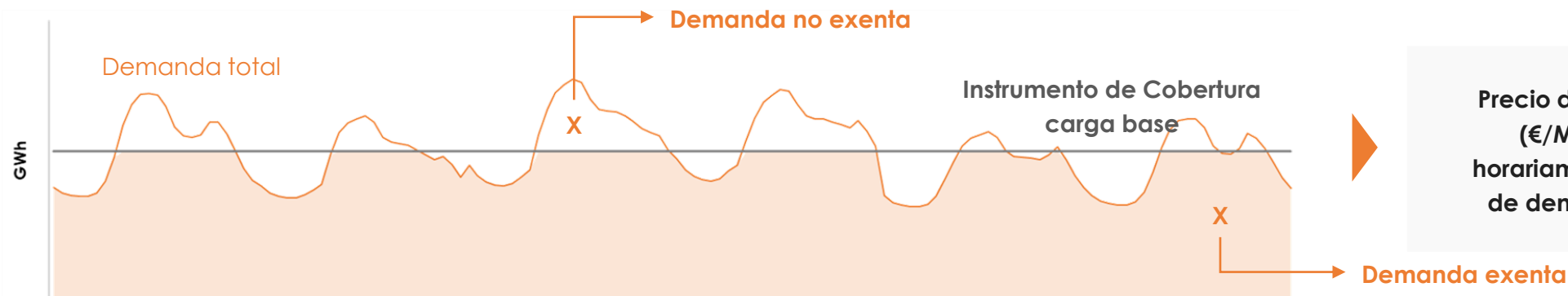


- Liquida el ajuste de los **Servicios de Ajuste** a toda la demanda.
- Regulariza las cuantías anteriores con las **medidas reales**

- Una vez determinado el importe a financiar a los generadores fósiles, **OMIE lo reparte horariamente entre la demanda no exenta determinando el precio del ajuste que tiene que pagar la demanda:**

$$\text{Precio Ajuste OMIE}_h (\text{Eur/MWh}) = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55} * \frac{\text{Generación Fósil}_h}{\text{Demanda no exenta}_h}$$

- Las **comercializadoras hemos notificado a OMIE** las operaciones de cobertura exentas (firmadas antes del 26 de abril) según lo establecido en el RDL 10/2022.
- OMIE desagrega dichas coberturas exentas de forma "lineal", es decir, como **producto carga base** independientemente de la modalidad de contratación.
- **Se calcula HORARIAMENTE la energía no exenta** como diferencia entre la demanda horaria total y la energía de coberturas exentas.



Precio del ajuste de OMIE (€/MWh) depende horariamente del volumen de demanda no exenta

imagina
energía

1. RDL 10/2022 CONCLUSIONES



GENERACION

Los generadores fósiles acogidos al mecanismo participan diariamente en el mercado **internalizando en sus ofertas de venta un ajuste al precio del gas**, pudiendo ofertar más barato.

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Los precios de mercado se ven reducidos debido a la reducción de precio en las ofertas de venta

DEMANDA

Los consumidores que se benefician directamente de la reducción del precio del mercado, la **DEMANDA NO EXENTA, paga el coste del ajuste al precio del gas** para financiar a la generación fósil que ha ofertado con precio de gas inferior al que le correspondería.



PRECIO HORARIO DEL AJUSTE DE OMIE

PRECIO DEL GAS

- Evolución diaria del precio del gas. Tendencia alcista.
- Alta volatilidad
- Incertidumbre ante nuevos cortes de suministro del gas ruso

PRECIO DE REFERENCIA

- Incremento tras mes 6 asumiendo que progresivamente mayor volumen de demanda soportará el coste del ajuste.

GENERACIÓN FOSIL

- Rendimiento de Ciclos Combinados, costes de arranque y parada
- Volumen de energía que entra en la casación
- Situación del mix de generación
- Volumen de exportaciones a Francia
- Condiciones climáticas

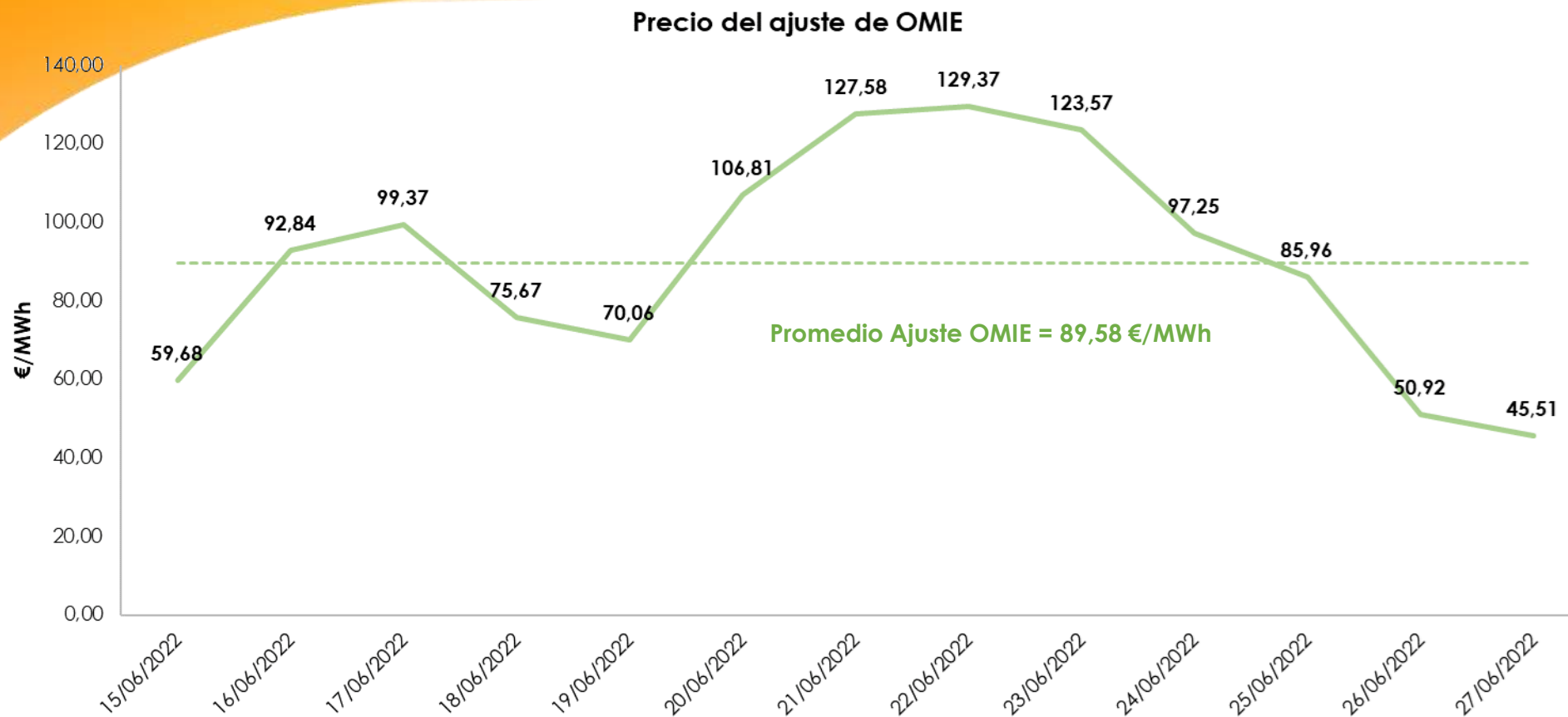
DEMANDA NO EXENTA

- Volumen sujeto a coberturas firmadas antes del 26 de abril
- Modulación horaria de la demanda no exenta
- Destrucción de demanda

02 ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO



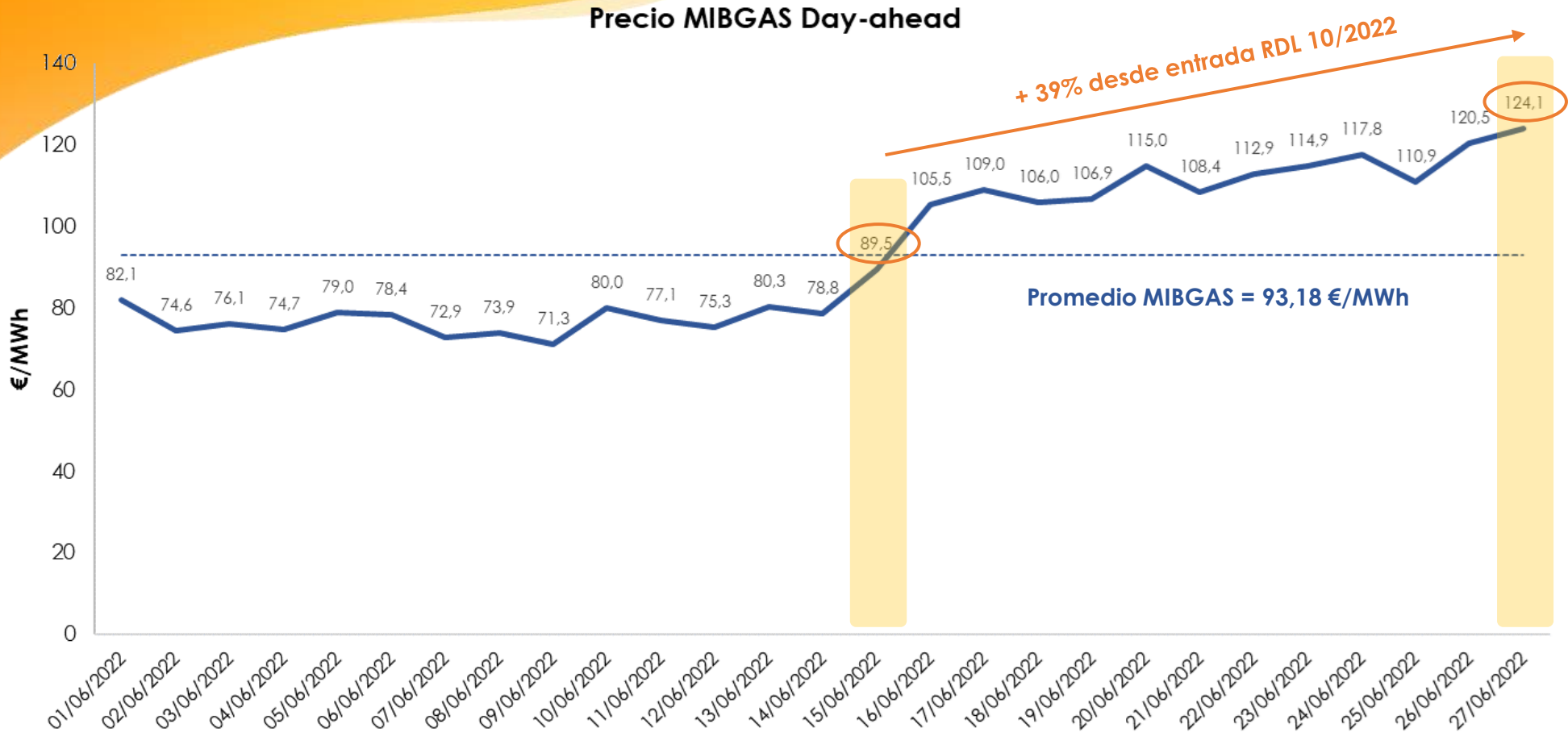
2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO PRECIO AJUSTE OMIE



El precio promedio del **coste del ajuste de OMIE** desde la entrada en vigor del mecanismo (89,58 €/MWh) ha sido bastante **superior al esperado** por el gobierno y la Comisión Europea (66 €/MWh), aunque como veremos, está ligado a la evolución de otros factores a tener en cuenta.



2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO CAUSAS - PRECIO DEL GAS

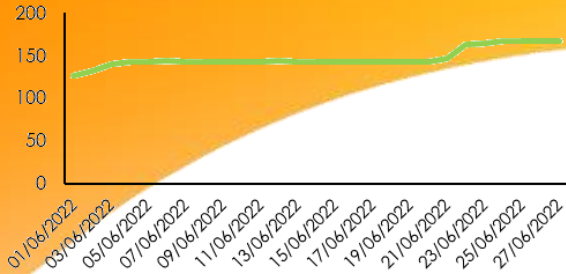


Desde la entrada en vigor del mecanismo **el precio del gas ha subido un 39%**, si bien esta subida está motivada por **factores ajenos al marco regulatorio**: cortes en Nordstream I que afectan a los flujos hacia Alemania e Italia, la situación en Freeport que ha subido el precio de los futuros, el incremento de demanda de gas para generación eléctrica y el miedo ante posibles cortes de suministro del gas ruso, etc.



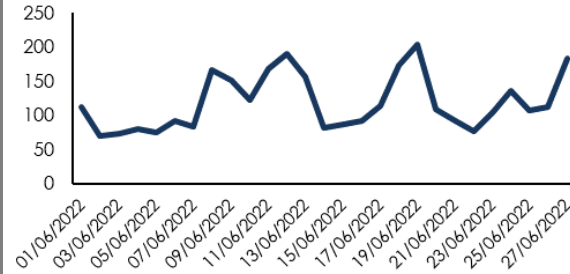
2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO CAUSAS - ESTADO DE LA GENERACION

NUCLEAR



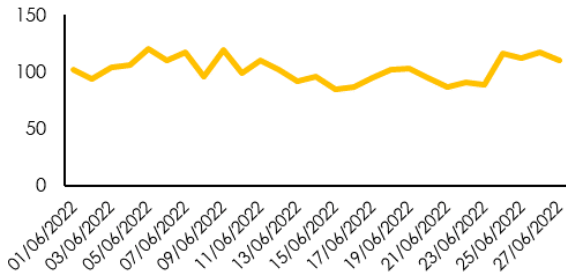
Incremento de la producción nuclear tras el arranque de la central nuclear de Trillo que había sido parada por recarga de combustible.

EOLICA



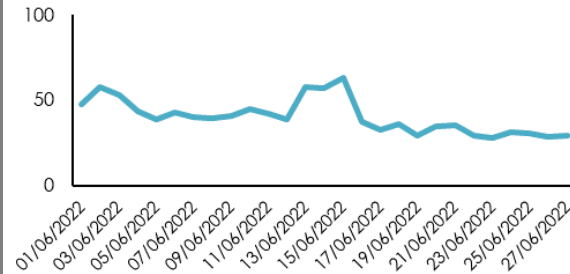
Picos en la generación eólica con **días de poco viento** consecuencia de la ola de calor desde el 15/06. Repunte de la producción en los últimos días.

SOLAR FV



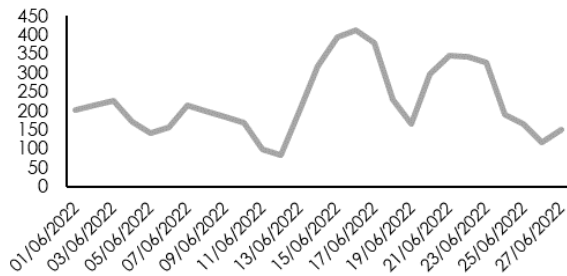
Descenso de la generación desde el 15/06 hasta el 23/06 como consecuencia de la **pérdida de rendimiento de los paneles FV** asociada a las altas temperaturas de la ola de calor.

HIDRAULICA



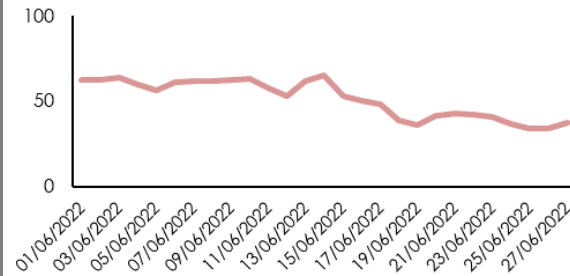
Reducción de la generación hidráulica consecuencia de la situación de sequía.

HUECO TERMICO



Incremento de la generación con ciclos combinados desde la entrada del mecanismo como consecuencia del incremento de demanda y las exportaciones a Francia.

COGENERACION



Reducción en la cogeneración que puede haber sido sustituida por el **incremento de producción con ciclos combinados.**



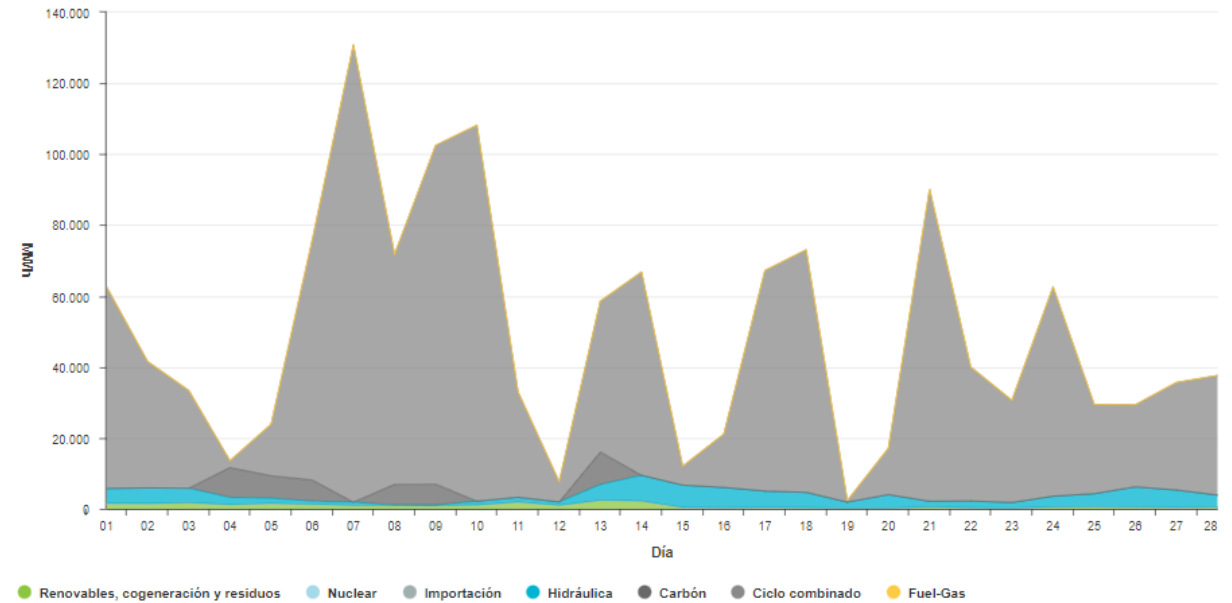
2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO CAUSAS - PRECIO MARGINAL

TECNOLOGIAS QUE MARCAN PRECIO MARGINAL DEL MERCADO DIARIO

		Hora																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
15	RE	HI	RE	HI	HI	HI	HI	HI	HI	HI	TCC	HI	TCC	RE	RE	TCC	HI	RE	HI	TCC	HI	HI	HI	HI	
16	BG	HI	RE	TCC	TCC	RE	HI	HI	HI	HI	RE	HI	HI	RE	RE	TCC	TCC	RE	RE	BG	BG	HI	HI	TCC	
17	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	TCC	TCC	TCC	HI	HI	
18	TCC	HI	HI	RE	HI	HI	BG	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	RE	HI	HI	
19	BG	HI	BG	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	RE	RE	RE	HI	HI	HI	BG	
20	HI	HI	RE	RE	HI	RE	RE	BG	HI	HI	RE	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	RE	HI	HI	HI	
21	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	RE	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	RE	RE	RE	RE	TCC	TCC	HI	HI	TCC	
22	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	HI	
23	HI	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	RE	RE	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	HI	HI	TCC	
24	HI	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	TCC	HI	TCC	TCC	TCC	RE	TCC	RE	RE	RE	RE	RE	TCC	RE	HI	BG	BG	BG	
25	HI	BG	HI	HI	BG	HI	HI	TCC	RE	RE	RE	TCC	RE	RE	TCC	TCC	TCC	TER	RE	RE	TCC	HI	HI	BG	
26	HI	BG	HI	HI	HI	BG	HI	HI	BG	TCC	HI	RE	RE	RE	RE	TER	RE	RE	TER	TER	HI	BG	HI	BG	
27	TCC	RE	RE	TCC	RE	HI	TCC	BG	BG	HI	HI	RE	TCC	TCC	BG	TCC	RE	TCC	HI	TCC	BG	HI	HI	HI	

- TCC = Ciclo Combinado
- HI = Hidráulica
- BG = Hidráulica de Bombeo
- RE = Renovables, Cogeneración y residuos
- TER = Térmica Convencional

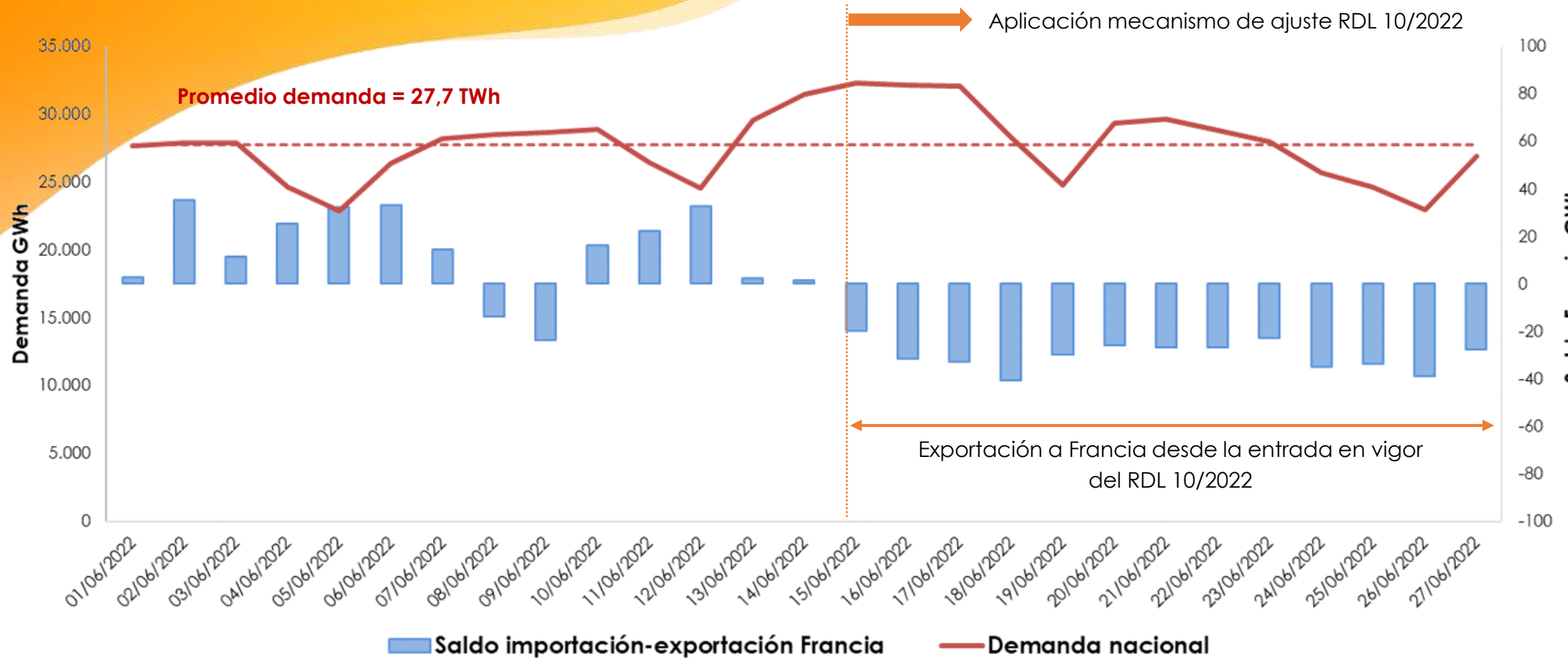
ENERGIA POR TECNOLOGIAS OFERTADAS/CASADAS IGUAL O SUPERIOR AL 95% MARGINAL



Desde la entrada en vigor del RDL 10/2022 **ha aumentado la demanda de gas para la generación eléctrica.** Prueba de ello es que los ciclos combinados han marcado el precio marginal en muchas horas (incluidas horas nocturnas) unido al volumen de energía igual o superior al 95% marginal observado para dicha tecnología.



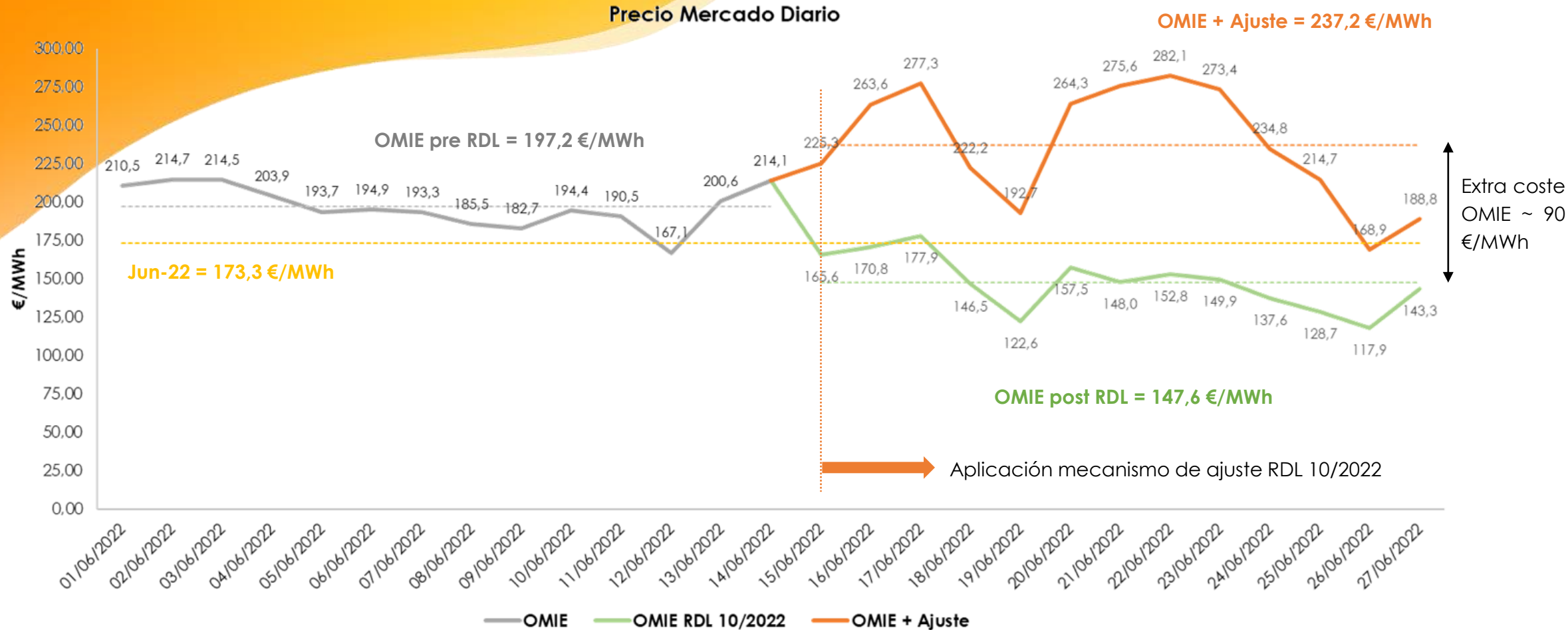
2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO CAUSAS - ESTADO DE LA DEMANDA



El **incremento de la demanda** desde el 15/06/2022 motivada principalmente por la ola de calor en España así como el **volumen de exportaciones a Francia por el spread de precios** entre ambos países han motivado la mayor participación de tecnologías de ciclo combinado en los últimos días, que unido a los altos precios del gas, ha provocado en elevado coste del ajuste de OMIE.



2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO IMPACTO EN MERCADO DIARIO

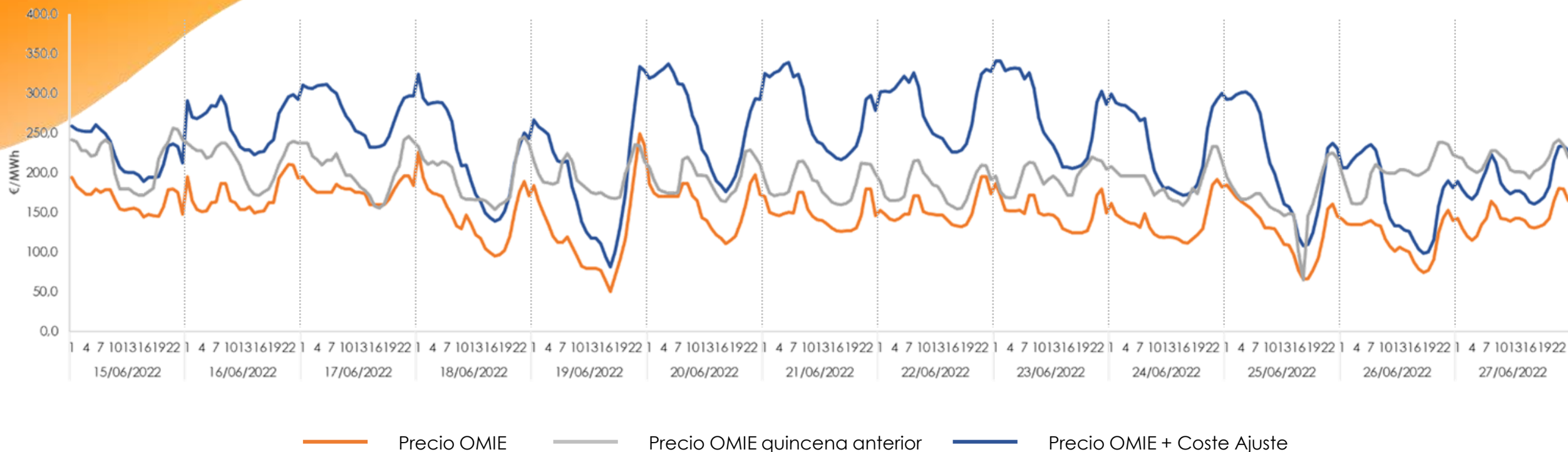


Durante estos días, **el coste del ajuste de OMIE se ha visto muy influenciado por el incremento del precio del gas, el aumento de la producción de ciclos combinados** como consecuencia del incremento de demanda y los volúmenes exportados a Francia.



2. ENTRADA EN VIGOR DEL MECANISMO IMPACTO EN PERFIL DE PRECIO

Perfil de Precio Mercado Diario



El incremento de la generación con ciclos combinados en horas nocturnas ha causado un coste del ajuste más caro en estas horas, típicamente más baratas. De esta forma, **la demanda no exenta estaría pagando un precio OMIE + coste del ajuste muy caro en horas valle**, totalmente contrario a la motivación de la estructura de peajes y cargos que pretendían fomentar el consumo en horas valle cuando la red está menos congestionada.

03 IMPACTO EN CLIENTES DE IMAGINA ENERGIA



3. IMPACTO EN CLIENTES DE IMAGINA ENERGIA DEMANDA EXENTA Y NO EXENTA

Desde IMAGINA ENERGIA reportamos a OMIE la información requerida respecto a los **instrumentos de cobertura firmados antes del 26/04/2022.**

DEMANDA EXENTA

NO PAGA el coste del ajuste OMIE

- Clientes de **PRECIO FIJO firmados antes del 26 de abril.**
- Clientes **EXTRAPENINSULARES** (independientemente del producto contratado)
- Consumos asociados a la **PARTE FIJA de PRODUCTOS MIXTOS** firmados antes del 26 de abril.

DEMANDA NO EXENTA

PAGA el coste del ajuste OMIE

- Clientes de **PRECIO INDEXADO.**
- Clientes de **PRECIO FIJO firmados después del 26 de abril:**
 - Nuevas adquisiciones
 - Renovaciones tácitas o activas
 - Cambios de producto posteriores al 26 de abril



Mientras el coste del ajuste de OMIE (~90 €/MWh) resulte mayor que la reducción del mercado diario **no conviene a los clientes de precio fijo firmados antes del 26 de abril a cambiarse a un producto indexado de cualquier comercializadora**, ya que pasarían de ser demanda exenta a pagar el coste del ajuste de OMIE.

IMPORTANTE RECORDAR QUE REPERCUTIREMOS **A TODOS LOS CLIENTES EL COSTE DEL AJUSTE DE REE** POR PARTICIPACIÓN DE CENTRALES FÓSILES EN **SERVICIOS DE AJUSTE**



04 ASPECTOS LEGALES



4. ASPECTOS LEGALES DE LA NORMA A LA PRACTICA

- **Naturaleza del coste:**

- ❑ **Coste regulatorio asociado a la adquisición de energía del mercado.** Es importante que no perdamos de vista que no se trata de un coste en cuya determinación intervengan las entidades comercializadoras, sino que **se ha impuesto a la totalidad del sector por medio del RDL 10/2022, determinándose el importe aplicable por OMIE y REE.**

- **La posibilidad de repercutir el coste al consumidor final:**

- ❑ *“Las cantidades correspondientes a dicho ajuste son financiadas por aquellos consumidores que se benefician de la referida reducción”* (Exposición de Motivos del RDL 10/2022). Esto permite entender que **las comercializadoras podrán repercutir el coste generado únicamente a aquellos consumidores que se benefician de ese precio reducido.**

- **Falta de criterios/recomendaciones de la CNMC:**

- ❑ La norma no desarrolla ni el modo en que se debe repercutir a los clientes, ni la forma en que se debe comunicar/facturar. **En Imagina se ha optado por la opción que se entendía era más garantista y transparente para con nuestros clientes**, no obstante, dada la falta de criterio otras comercializadoras pueden proceder de manera diferente sin que por ello se esté incumpliendo la normativa en esta materia.

05 CONCLUSIONES



5. CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y PREGUNTAS

1.

El RDL 10/2022 pretende **mitigar el impacto de la subida del precio del gas en el mercado eléctrico**. Para ello, los generadores fósiles ofertarán más barato internalizando en sus ofertas un ajuste en el precio del gas. **La demanda que se beneficia directamente** de esta reducción inmediata del precio de mercado **deberán financiar los costes del mecanismo de ajuste**.

2.

El coste del ajuste no es estático, sino que varía hora a hora en función del precio del gas, el precio de referencia, la generación participante en los mercados y la demanda no exenta sobre la que se reparte el coste del ajuste. A menor participación de ciclos combinados, menor coste. A mayor demanda no exenta, menor coste unitario por consumidor.

3.

Durante los días de vigencia del mecanismo, **el coste del ajuste ha resultado muy elevado (90 €/MWh)**, debido al incremento en el precio del gas, la elevada demanda debido a la ola de calor y la mayor participación de los ciclos combinados resultado del incremento de demanda y de las exportaciones a Francia.

4.

El **RDL 10/2022 no establece cómo las comercializadoras tenemos que trasladar el coste del ajuste a nuestros clientes**. Desde IMAGINA ENERGIA trasladaremos el coste de OMIE a los clientes indexados y precios fijos firmados después del 26/04/2022 (con las excepciones indicadas anteriormente), y trasladaremos el coste de REE a todos nuestros clientes.

5.

Con la intención de ser **transparentes, indexaremos horariamente el coste del ajuste** y haremos el cálculo del importe para cada cliente en función de su consumo y periodo de facturación. Además, el cliente podrá diferenciar el coste del ajuste de su precio contratado ya que **se lo indicaremos en una línea adicional en su factura**, incluyendo tanto el coste de OMIE como el de REE.

5. CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y PREGUNTAS

Turno de preguntas y respuestas





Seguimos en contacto:

Alejandro Ablatico
Director Comercial
alejandro.ablatico@imaginaenergia.com
620 675 442

Imagina Energia

Torre Picasso, planta 14
28020 Madrid, Spain

Visita:

www.imaginaenergia.com