

# Balance económico de 200 días de aplicación del tope al precio del gas

**José Luis Sancha**

Dr. Ingeniero Industrial. Profesor Comillas-ICAI

## 1. Introducción

*Este artículo actualiza un artículo previo "Balance económico de cuatro meses de aplicación del tope al precio del gas" publicado en Cuadernos de Energía nº 70 en noviembre de 2022.*

Europa lleva muchos meses inmersa en una gravísima crisis energética a la que los Estados y la propia UE están intentando combatir de todas las formas posibles con el objetivo de minimizar su impacto sobre los consumidores. A las medidas más tradicionales (fiscales, subvenciones y planes de ahorro) se suman otras, como la minoración de los beneficios extraordinarios surgidos en la crisis para destinarlos a paliar sus efectos en las facturas energéticas. La reforma del mercado eléctrico europeo es la próxima tarea.

En este contexto, el mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico eléctrico (MIBEL), constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico y de la que conviene extraer enseñanzas útiles para afrontar su inminente reforma en el ámbito de la UE.

## 2. Diseño inicial de la medida de tope al precio del gas

La medida del tope al precio del gas se sustenta, por el lado español, en el Real Decreto-Ley 10/2022, en el que se establece un

mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, de forma que éstas reducen sus ofertas en el mercado eléctrico en una cantidad definida como:

$$\text{nueva oferta} = \text{oferta con el precio real del gas} - (\text{precio real del gas} - \text{precio tope del gas}) / 0,55$$

donde el precio tope del gas toma el valor de 40 €/MWh los siete primeros meses de aplicación del mecanismo<sup>1</sup>, incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes y 0,55 se considera el rendimiento estándar de las centrales de ciclo combinado que queman gas.

Es decir, si un ciclo combinado ofertaba su generación a 280 €/MWh con un precio real de gas de 100 €/MWh, con el tope debería ofertarla a  $280 - (100 - 40) / 0,55 = 171$  €/MWh. De la misma forma, si una central que utiliza otro combustible fósil ofertaba a 150 €/MWh ahora debería ofertar a 41 €/MWh.

El objetivo de la medida es limitar el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad, marginalista<sup>2</sup>, en el que el precio de toda la electricidad es fijado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo el gas natural la tecnología que, directa o indirectamente, está operando como tecnología marginal.

<sup>1</sup> El primer incremento, hasta 45 €/MWh, se ha producido el 1 de enero de 2023.

<sup>2</sup> Un tratamiento más completo del sistema marginalista puede verse en mi libro "Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas". Ed. Comillas.

Directamente, porque con la escalada del precio del gas, la generación de ciclo combinado es en estos momentos la más cara. Indirectamente porque, aunque otras tecnologías como la hidráulica marcan en ocasiones el precio marginal, su oferta se configura utilizando como referencia el coste de oportunidad de las centrales de ciclo combinado que puedan sustituir.

Debido a la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el MIBEL, el mecanismo de ajuste actúa cada hora de manera simultánea y coordinada en la Península Ibérica. La situación de España y Portugal como isla energética, dada la reducida capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa, fundamentó el visto bueno inicial a la aplicación excepcional de esta medida en el Consejo Europeo celebrado los días 24 y 25 de marzo 2022.

Las centrales fósiles afectadas por el tope son compensadas por la diferencia entre el precio del mercado aplicable al gas natural, que calcula diariamente el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), y el precio tope. De esta manera, estas centrales recuperan todos sus costes sin alterar el orden de mérito del mercado.

La reducción del precio marginal del mercado actúa reduciendo los beneficios extraordinarios de las centrales de generación inframarginales (básicamente nucleares, hidráulicas y renovables) en la actual coyuntura del alto precio del gas, permitiendo así la rebaja del coste de la energía para la demanda. La medida considera que los ingresos finales de estas centrales inframarginales serán suficientes para recuperar sus inversiones y seguir atrayendo nueva generación renovable, más eficiente y competitiva.

El mecanismo contempla que las cantidades correspondientes a la compensación sean financiadas por aquellos compradores que se benefician de la referida reducción del precio marginal. Para ellos, el resultado esperado de la reducción por el marginal y del aumento por la compensación debe ser un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida.

El coste total de las compensaciones se reparte entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficia directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien porque ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas.

Por último, la reducción del precio de casación marginal en el mercado ibérico provoca un incremento de la diferencia de precio entre la zona de precio española y la francesa y, consiguientemente, del flujo exportador en la frontera España y Francia. Aumenta por lo tanto la renta de congestión de esta interconexión (proporcional a la energía de frontera y la diferencia de precio) y el mecanismo prevé el uso de parte de las rentas de congestión adicionales que afloran en esta interconexión para minorar el coste de las compensaciones del sistema ibérico.

### 3. Resultados

El mecanismo del tope al precio del gas comenzó su andadura el día 15 de junio de 2022. Durante el año 2022, hasta el 31 de diciembre, se dispone por consiguiente de una experiencia de 200 días.

¿Ha cumplido las expectativas que albergaba su diseño?

#### 3.1. Operatividad

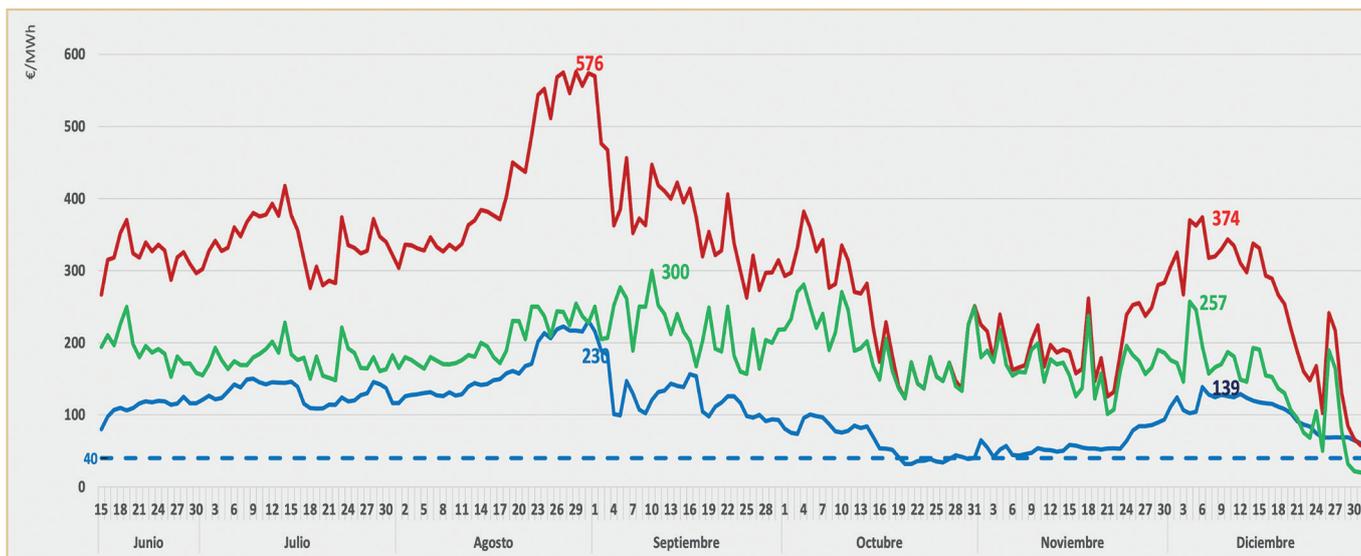
El tope al precio del gas se ha aplicado todas las horas desde su implantación sin ninguna incidencia. Hay que reseñar que no en todas ellas han estado funcionando centrales de ciclo combinado, aunque sí otras centrales fósiles, y que salvo nueve días de octubre<sup>3</sup> el precio del gas siempre ha estado por encima del precio tope.

Todos los operadores han ido actuando conforme a lo previsto: MIBGAS publicando el precio de gas previo a la subasta diaria del mercado y el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) publicando el precio de la compensación tras el cierre del mercado. En ambos casos los valores son válidos, indistintamente, tanto para los agentes españoles como para los portugueses y así se consideran en este artículo. El precio tope se ha mantenido en 40 €/MWh durante todo este periodo.

A partir de aquí, los dos sistemas difieren en el tratamiento del mecanismo. El Operador del Sistema Eléctrico de España, Red Eléctrica de España (REE), publica el precio horario, incluyendo el coste de la compensación, para los consumidores españoles con contrato regulado PVPC. El sistema portugués adopta un tratamiento diferente para el establecimiento de los precios al consumo, tema que queda fuera del alcance de este artículo.

3 Días 20 al 27 y 29.

**Figura 1. El precio marginal se reduce por el tope**



Fuente: Elaboración propia con datos de MIBGAS, OMIE y REE

El precio marginal del mercado ibérico se ha reducido con relación a los precios de Francia y, en general, de Europa, con flujos de energía en el sentido España – Francia hasta el límite de capacidad de la interconexión en una gran proporción de las horas y un aumento considerable de las rentas de congestión de esta interconexión.

Los consumidores se ven afectados por el tope de diferente forma, dependiendo del tipo de contrato vigente con su comercializador.

La estructura de la factura PVPC no se ha modificado. El concepto Coste de la Energía, incluido en el Término Variable tiene en cuenta el efecto completo del tope. Durante estos siete primeros meses de aplicación, el término de energía de la factura PVPC se ha rebajado un 17% respecto del que hubiese sido sin la aplicación del tope.

Tampoco se modifica la factura de los consumidores que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo. Por el contrario, la factura de los consumidores que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo hayan renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), puede contener un nuevo término denominado “Ajuste compensación gas” (o una redacción similar).

La comparación de ofertas se ha complicado con la aplicación del tope. El comparador de la CNMC sigue siendo una herramienta recomendable, pero el consumidor que lo utilice deberá tener en cuenta que los importes que utiliza el comparador no tienen en consideración el coste de la compensación, aunque añade su valoración aproximada en base al consumo introducido por el usuario.

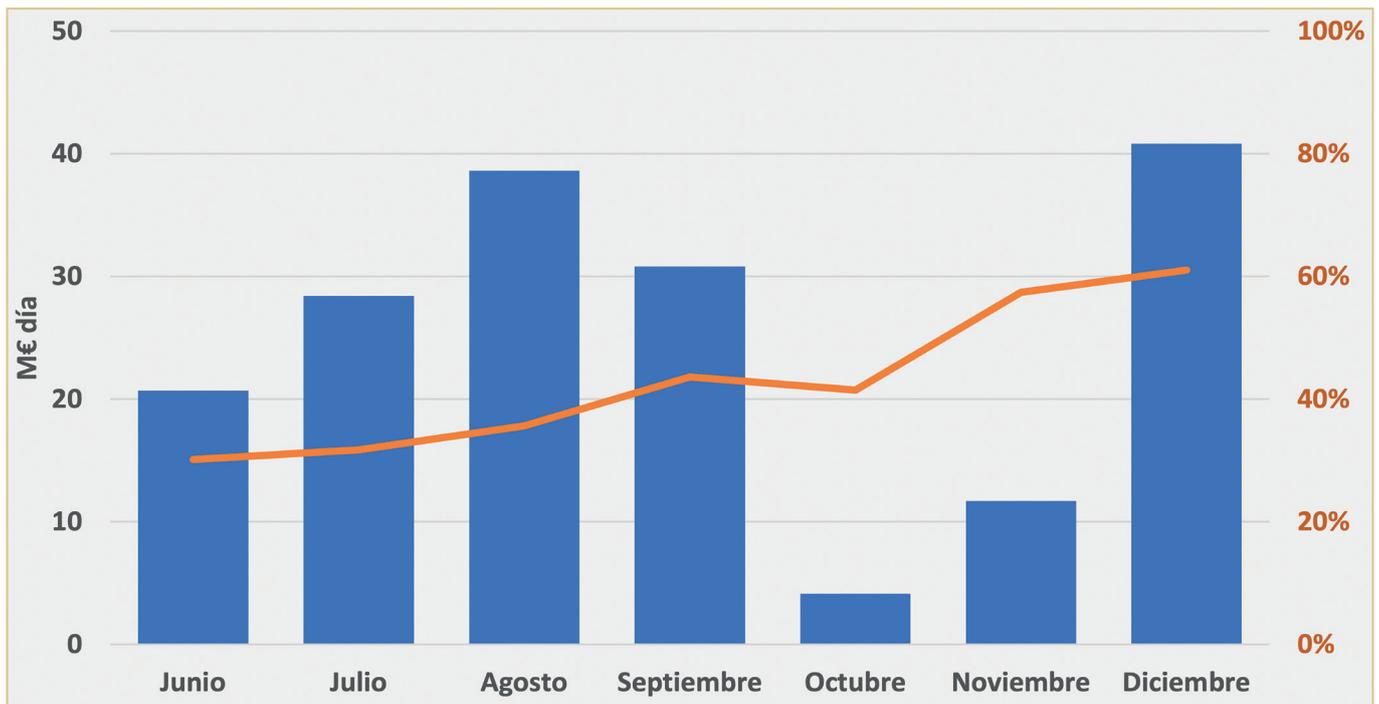
Por último, la demanda que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo no se ve afectada por el tope.

El proceso para entender mejor el efecto económico del tope empieza analizando la reducción del precio marginal del MIBEL que produce su aplicación, pasando luego a evaluar su impacto sobre la generación, la demanda (en especial los pequeños consumidores) y la interconexión con Francia.

### 3.2. Efecto reductor del precio marginal

En la Figura 1 aparece el efecto de reducción del precio marginal en el periodo. El precio marginal máximo diario aparece en rojo sin el tope y en verde tras el efecto del tope<sup>4</sup>. En azul el precio del gas MIBGAS y en azul a trazos el precio tope del gas de 40 €/MWh.

<sup>4</sup> El precio marginal con el tope es el real, el de sin tope es estimado suponiendo que no se modifica ni la oferta ni la demanda. La realidad es que ambas tenderían a aumentar.

**Figura 2. Minoración de ingresos de tecnologías inframarginales**

Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Puede apreciarse la subida del precio del gas hasta finales de agosto (donde alcanza el pico de 230 €/MWh) y el claro descenso desde entonces salvo un repunte en la primera semana de diciembre (139 €/MWh).

Sin el tope, el precio marginal diario máximo hubiese llegado a 576 €/MWh mientras que con el tope ha sido de 300 €/MWh. En promedio, la reducción del marginal ha sido 123 €/MWh.

Obviamente la reducción del precio marginal del mercado mayorista de electricidad ha limitado el impacto de la escalada de precios del gas, no obstante, la evolución del precio marginal máximo con el tope es, sorprendentemente, bastante estable, con un valor promedio de 197 €/MWh, sin que muestre una gran dependencia respecto del precio del gas.

### 3.3. Efecto sobre los generadores inframarginales

En un sistema marginalista, el descenso del precio marginal afecta por igual a la oferta y a la demanda. Comenzando por la oferta, conviene distinguir las centrales marginales (nuclear, hidráulica y

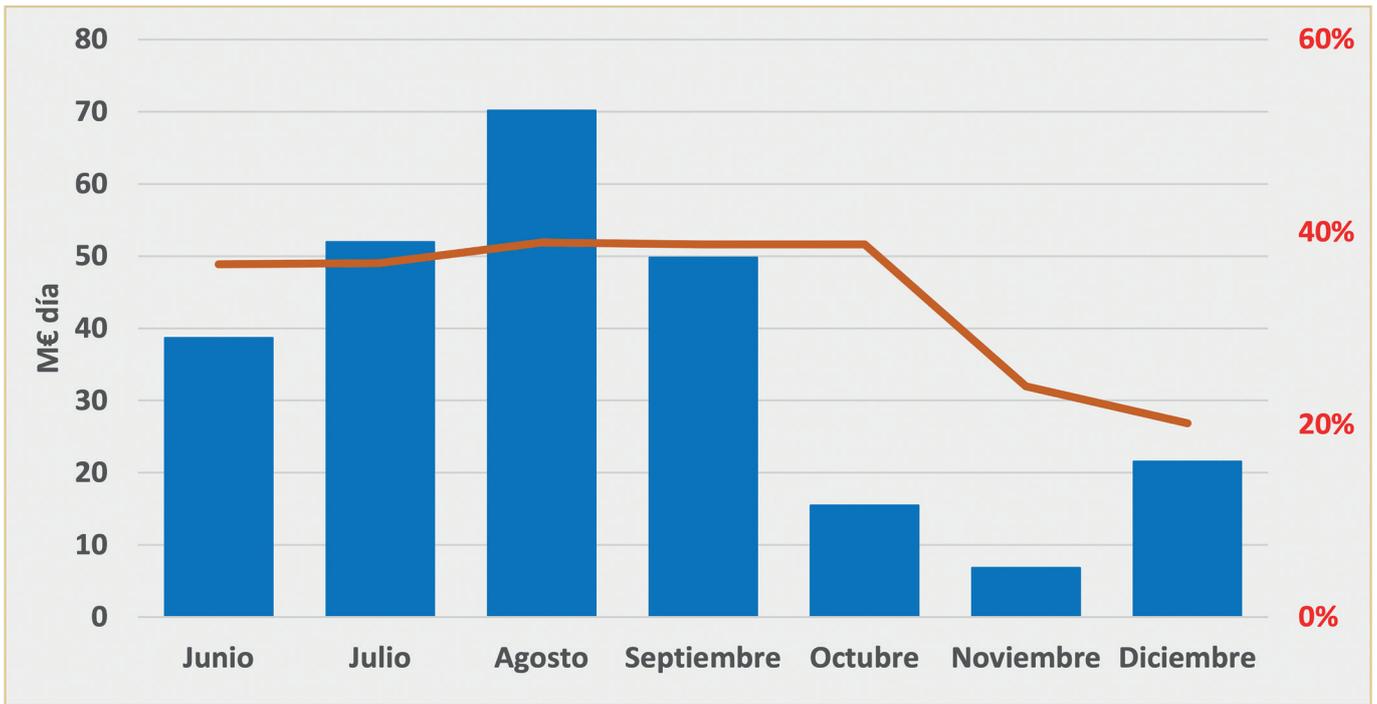
renovables) y las centrales fósiles (carbón, ciclos combinados y la parte de la cogeneración sujeta a mercado) ya que tienen un tratamiento diferente por el mecanismo ibérico.

Comenzando por la generación inframarginal, una parte de la energía va directamente a mercado mientras que otra parte está en realidad comprometida con la demanda mediante diversos mecanismos contractuales (bilaterales, precio estipulado, contrato por diferencias, etc.). El efecto sobre la primera parte es una reducción de sus ingresos, producto de la energía afectada multiplicada por la reducción del precio marginal. La energía con cobertura en cambio no se ve afectada por el tope.

En la Figura 2 aparece (línea en rojo, eje derecho) el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope en relación con el total de esta tecnología y (barra azul) la reducción de ingresos en M€/día a lo largo de los meses de aplicación del tope.

Se aprecia un descenso de la minoración de ingresos en los meses de octubre y noviembre, en los que el precio del gas estuvo cercano al precio tope (durante nueve días de octubre incluso estuvo por debajo).

**Figura 3. Coste de la compensación**



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

En todo el periodo, la reducción de beneficios extraordinarios de esta generación inframarginal alcanza la cifra de 5.079 M€, a razón de 25 M€ día de promedio.

La energía inframarginal afectada respecto de la total inframarginal presenta una tendencia creciente, cerrando el periodo con un valor del 61%, con un promedio del 45%.

### 3.4. El coste de la compensación a las instalaciones de generación fósiles (M€)

La energía generada por las centrales fósiles sí quedaría afectada, reduciendo sus ingresos por la reducción del marginal. Para equilibrar los ingresos de estas centrales, el mecanismo ibérico establece una compensación por la diferencia entre el precio del gas MIBGAS y el precio tope. El resultado es que los ingresos de la generación fósil no se ven alterados por el tope.

El coste de dicha compensación es el resultado del volumen de energía generada por las tecnologías fósiles afectadas, multiplicado

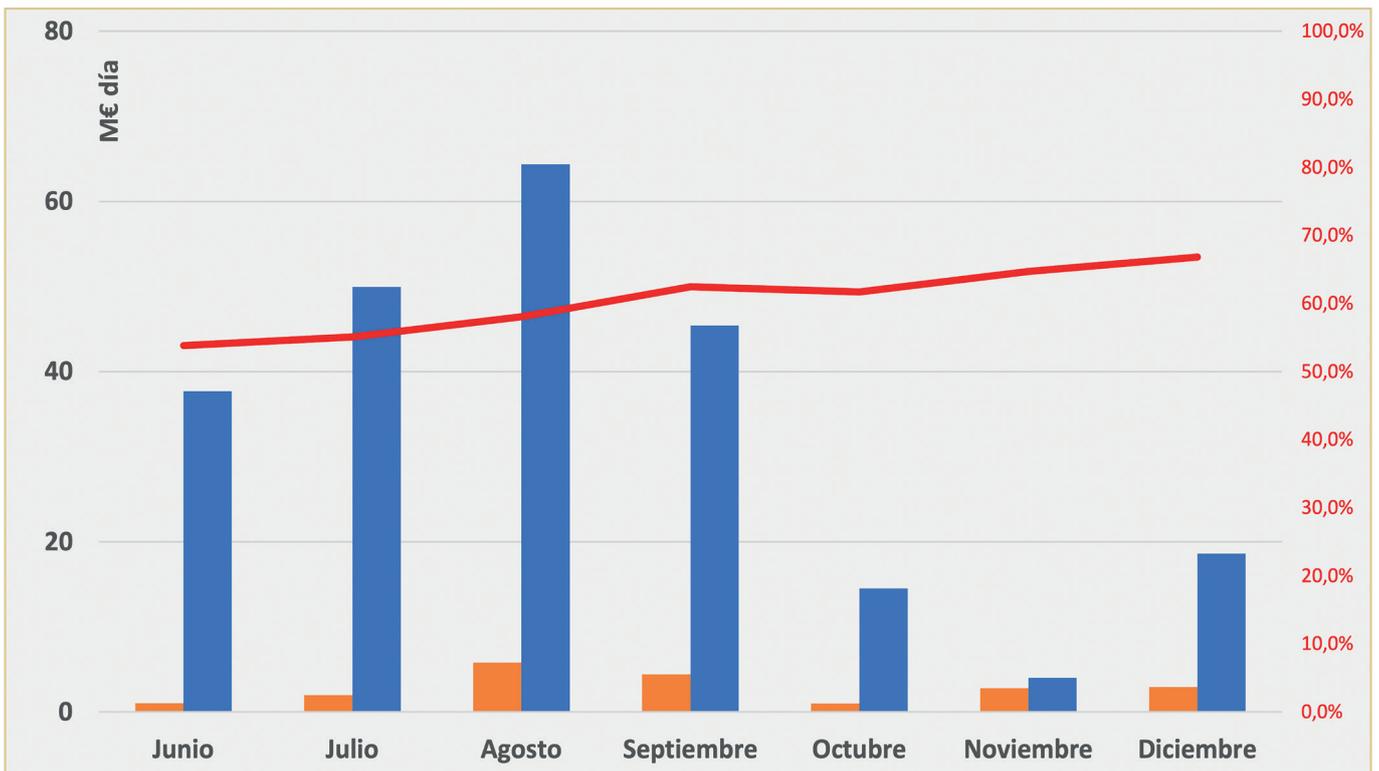
por la reducción del precio marginal que ocasiona el tope: (precio del gas MIBGAS- 40) / 0,55 €/MWh.

En la Figura 3 aparece (línea en rojo, eje derecho) el porcentaje de generación fósil respecto de la total conectada al sistema MIBEL y (barra azul) el coste de la compensación (M€ día) durante este periodo.

Se aprecia un descenso del coste de la compensación en los meses de octubre y noviembre, en los que el precio del gas estuvo cercano al precio tope. En diciembre influye también la menor proporción de generación fósil conectada debido al incremento de la energía eólica.

En todo el periodo, el coste de la compensación a la generación fósil alcanza la cifra de 7.251 M€, a razón de 36 M€ día en promedio.

El porcentaje de energía fósil respecto de la total se mantiene plano en torno al 38% hasta octubre, descendiendo seguidamente por la mayor presencia de la energía eólica. El periodo se cierra con un valor del 20%, con un promedio del 33%.

**Figura 4. Contribución a la compensación**

Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

### 3.5. El pago de la compensación por la demanda

El mecanismo ibérico establece que el coste de la compensación a la generación fósil, minorado con una parte de la renta asignada a España de la interconexión España-Francia (que se reparte al 50% entre ambos países), sea asumido por los compradores ibéricos cuya energía esté indexada al mercado.

En la Figura 4 aparece el porcentaje de la energía sujeta al ajuste de la compensación en relación con la energía de compra total MIBEL (línea roja, eje derecho) y el coste de la compensación asumido por la demanda a mercado (barra azul, M€ día) y por la renta de interconexión (barra naranja, M€ día).

Los compradores afectados por la compensación suponen, en promedio, un 61% de la energía total MIBEL. La renovación de contratos en este periodo efectuada por los comercializadores libres explicaría el paulatino crecimiento de este porcentaje, que en diciembre alcanza el 67%.

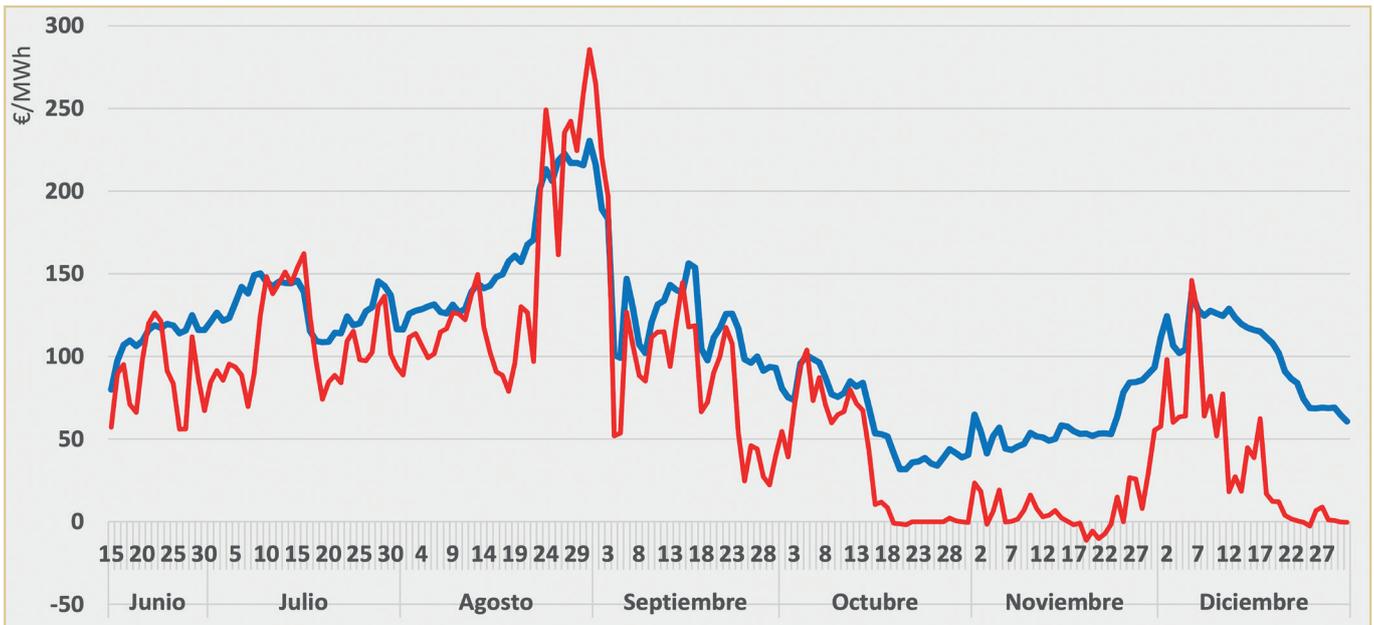
Lamentablemente, no se dispone del desglose de dicha energía entre consumidores regulados y libres.

En la Figura se aprecia que la mayor parte del coste de la compensación es aportada por la demanda, en promedio, 92% frente a 8%.

El promedio de la renta de interconexión destinado a minorar el coste de la compensación de la demanda resulta ser 3 M€ día. En consecuencia, el coste promedio de la compensación para la demanda ibérica es (coste de la compensación a fósiles) 36 – (renta de la interconexión) 3 = 33 M€ día.

El precio horario (€/MWh) de la compensación para la compra indexada al mercado se calcula dividiendo su coste entre la energía de ajuste. La Figura 5 ilustra la evolución diaria de este precio (en rojo) y su estrecha relación con el precio del gas MIBGAS (en azul).

**Figura 5. Precio de la compensación a cargo de la demanda MIBEL (€/MWh)**



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

En términos de precio, el promedio del precio de la compensación asumido por la demanda es 74 €/MWh, con un fuerte descenso en los tres últimos meses por las razones apuntadas.

Un análisis horario revela, no obstante, la existencia de horas en las que este precio se hace negativo dado que el efecto reductor de la renta de interconexión supera el coste de la compensación. Este fenómeno se ha dado a partir del mes de octubre, coincidiendo con situaciones de bajo precio del gas y una menor generación fósil.

En todo caso, es conveniente recordar que este precio de la compensación se refiere a la energía en barras de central, por lo que deberá ser incrementado por las pérdidas de la red para situarlo ante el consumidor (aprox. 17% para la tarifa 2.0 TD). Asumiendo ese nivel de pérdidas, el coste del ajuste en la factura del consumidor estaría entre 17 c€/kWh en agosto y 1 c€/kWh en noviembre, con un valor promedio de 9 c€/kWh.

### 3.6. Efecto sobre los consumidores

El efecto sobre la compra que efectúan los comercializadores a mercado es doble. Cada hora, el coste de la energía:

a) se reduce por la reducción del marginal

b) se incrementa por la compensación

En la Figura 6 puede verse la estimación del efecto completo (M€ día) del tope sobre el coste de energía de estos comercializadores. En azul el menor coste por la reducción del precio marginal y en rojo el mayor coste por el pago de la compensación.

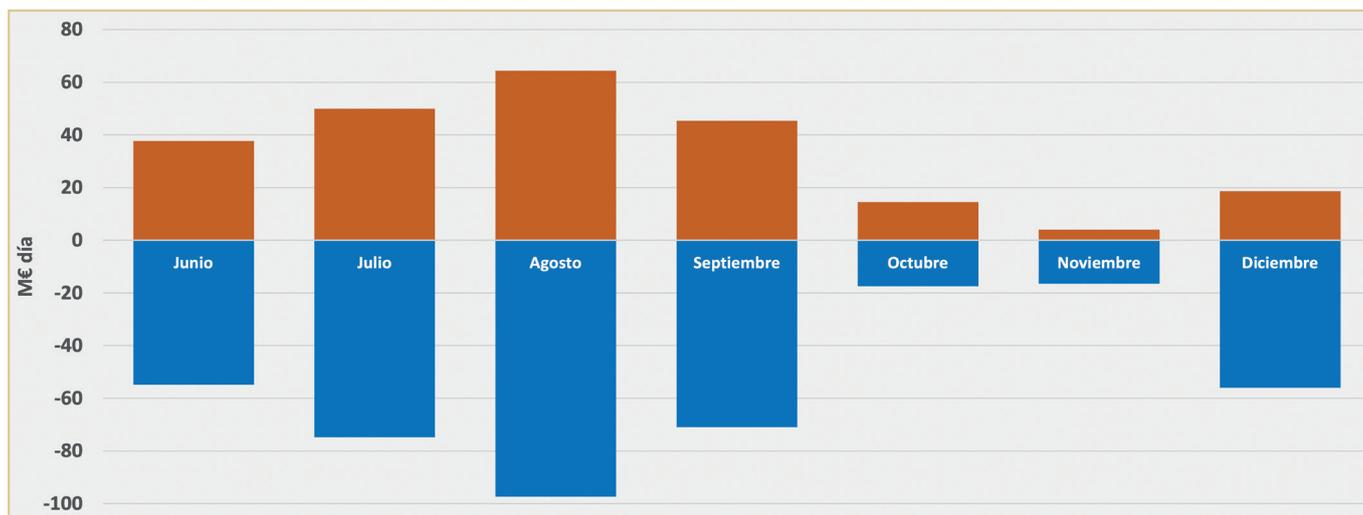
Ambos efectos corren paralelos a la reducción del precio marginal analizado en el punto 3.2.

El efecto neto supone, de promedio, un menor coste de la energía por reducción del precio marginal de 55 M€ día y mayor coste por el pago de la compensación de 33 M€ día, resultando una reducción neta de 22 M€ día.

El traslado de este efecto a los consumidores depende del comercializador, que es el agente que opera en el mercado y que puede tener sus propias estrategias.

Veamos en primer lugar el efecto sobre los consumidores regulados PVPC.

**Figura 6. Doble efecto del tope en el coste de la energía para los comercializadores a mercado (M€ día)**



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Los comercializadores regulados trasladan íntegramente el efecto del tope a sus clientes. Los datos, según se ha comentado en el punto 3.2, están disponibles en la información que publica REE.

La Figura 7 muestra ambos efectos sobre el término de energía de la factura (c€/kWh) del consumidor medio PVPC (área en azul, la reducción por el marginal y en rojo el aumento por la compensación; la línea en verde muestra el resultado neto de ambos efectos)

Se observa que el primer efecto reductor es mayor que el segundo de aumento del coste, por lo que el resultado neto es una reducción del precio del término de energía de la factura, que en promedio del periodo ha sido del 17%.

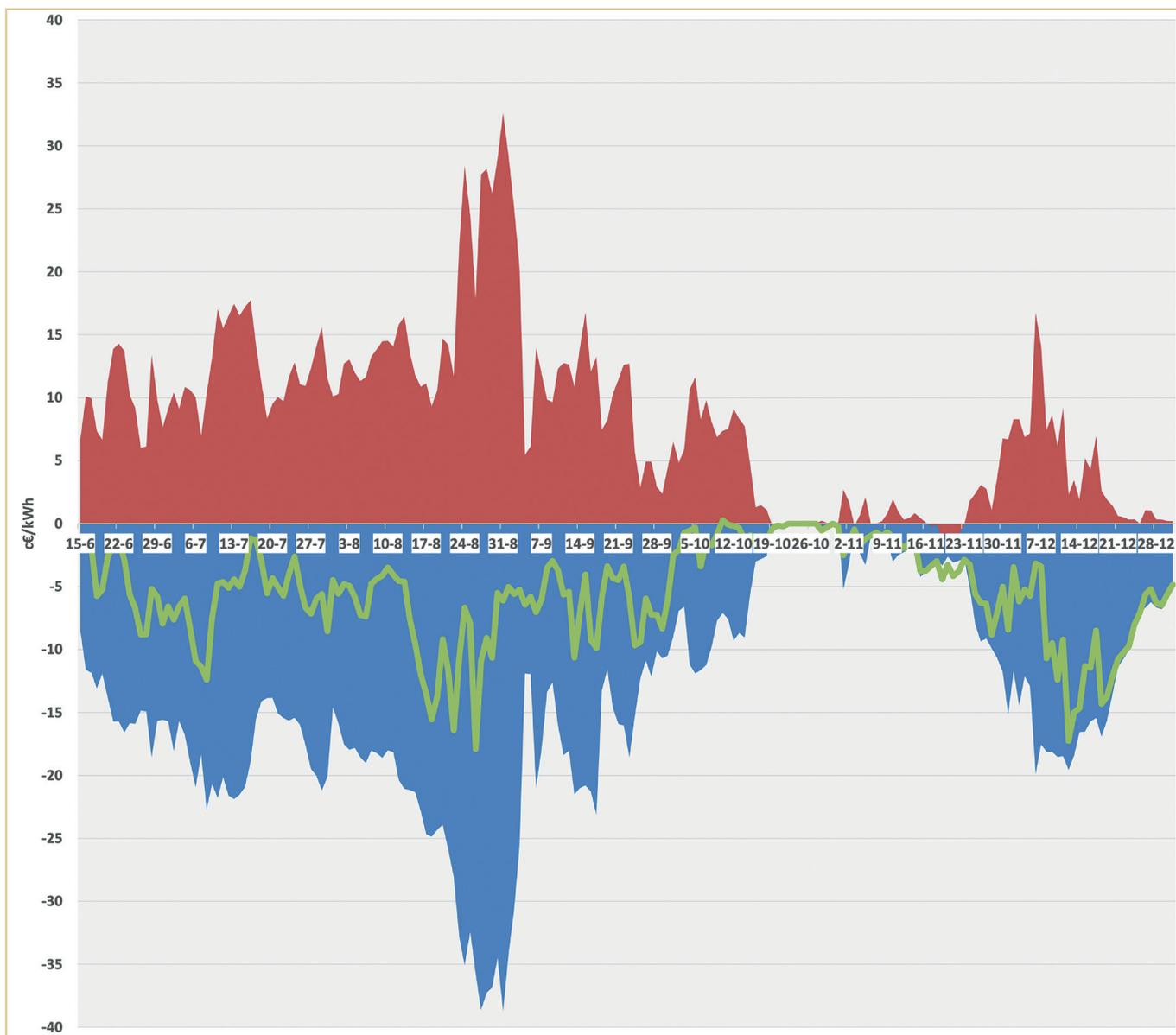
Un análisis horario revela, no obstante, la existencia de horas en las que el efecto reductor es inferior al del aumento. En promedio, este efecto se ha dado un 8% de las horas del periodo. Un volumen de generación fósil y/o un precio del gas altos pueden propiciar este fenómeno.

En segundo lugar, veamos el efecto sobre el precio para los consumidores libres, cuyos comercializadores les ofrecen distintas opciones:

- para los que tengan vigente un contrato con el precio indexado al mercado, el efecto es idéntico al visto con el PVPC y el resultado habrá supuesto, de media, una rebaja similar
- los que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo no se verán afectados por el tope; el coste de la energía de su factura se calcula a ese precio fijo
- los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope, pueden haberlo hecho de múltiples formas. La que más están ofreciendo los comercializadores es la que establece un precio fijo y además el precio de la compensación de la demanda. De esta forma, el precio de la energía es, en realidad, el resultado de la suma de ambos precios. Para "aclarar y homogeneizar" estas situaciones, el RDL 18/2022 de 18 de octubre incluye varias disposiciones en defensa de los consumidores estableciendo información adicional a incluir en la factura<sup>5</sup>
- finalmente, los que tengan un contrato de cobertura de precio con su comercializador o con un generador no están afectados por el precio del mercado

<sup>5</sup> Así, en la Disposición adicional cuarta se indica que deberá aparecer la redacción: "Las comercializadoras en mercado libre pueden elegir voluntariamente repercutir el importe de la energía asociada a la compensación del mecanismo ibérico regulado por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dentro de sus costes de aprovisionamiento, o bien trasladarlo de forma diferenciada a sus consumidores. En este caso su comercializadora ha optado por ...".

**Figura 7. Doble efecto del tope en el término de energía de la factura PVPC (c€/kWh)**



Fuente: Elaboración propia con datos REE

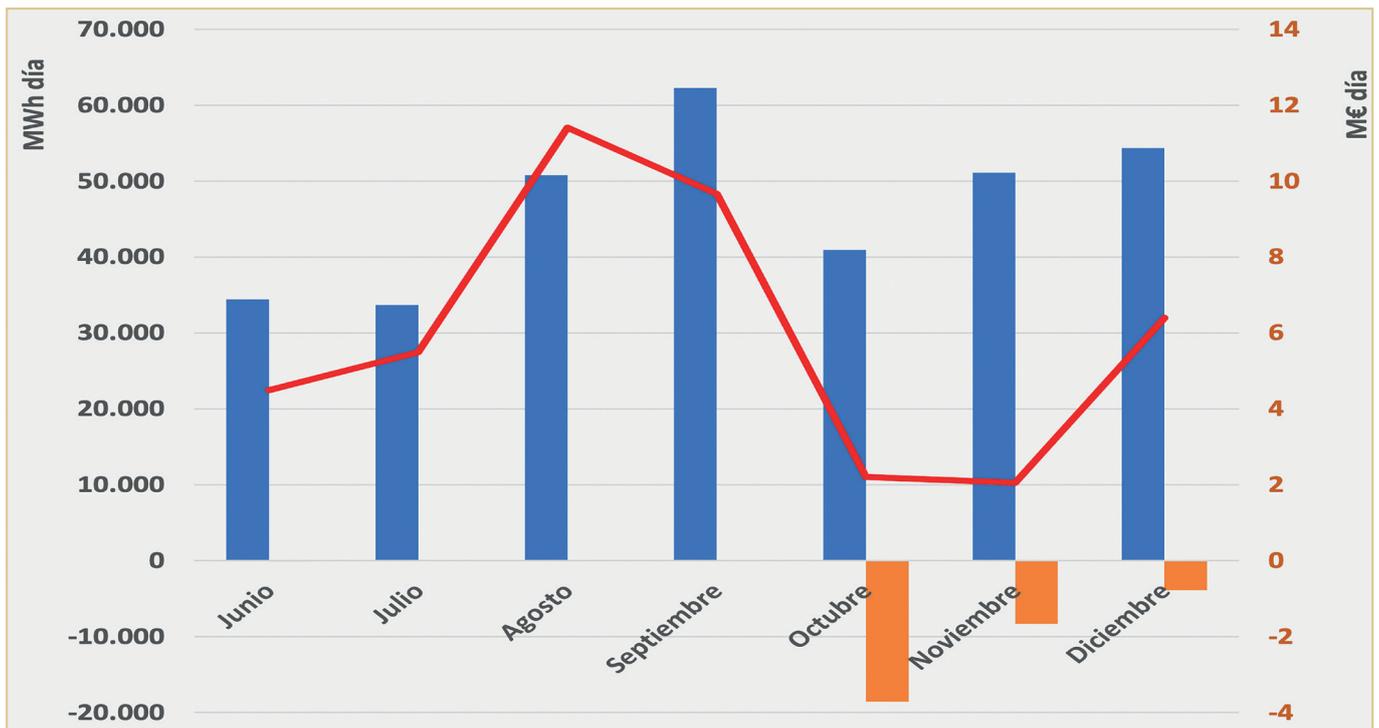
### 3.7. Efecto sobre la interconexión España – Francia

La reducción del marginal ibérico con respecto al marginal francés impulsa un mayor flujo de la interconexión España – Francia. En los cuatro primeros meses la interconexión ha estado prácticamente todas las horas a su valor máximo de operación en el sentido exportador a Francia (ocupación media del 99%), como conse-

cuencia del efecto del tope y de la importante indisponibilidad de las centrales nucleares en Francia. A medida que Francia fue recuperando su parque nuclear la ocupación se ha reducido al 80% en los últimos meses.

Las interconexiones cumplen una función muy importante en el sistema eléctrico, facilitando el flujo energético de las regiones más

**Figura 8. Interconexión España-Francia**



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

baratas a las más caras en situaciones normales y permitiendo el soporte de energía, tensión y frecuencia en situaciones de emergencia. Unas veces el beneficio corresponde a uno de los lados y otras al otro, pero a la larga ambos se benefician y es por ello por lo que el destino habitual de las rentas de interconexión es el de reforzar las interconexiones.

Resulta difícil aventurar una hipótesis razonada del grado de repercusión de ambos efectos sobre el flujo por la interconexión<sup>6</sup>. También hay que tener en cuenta que, excepcionalmente, el mecanismo ibérico destina una parte de la renta de la interconexión del lado español a minorar el coste de la compensación, según se ha comentado en el punto 3.5.

En la Figura 8 se muestran los resultados de la interconexión España-Francia:

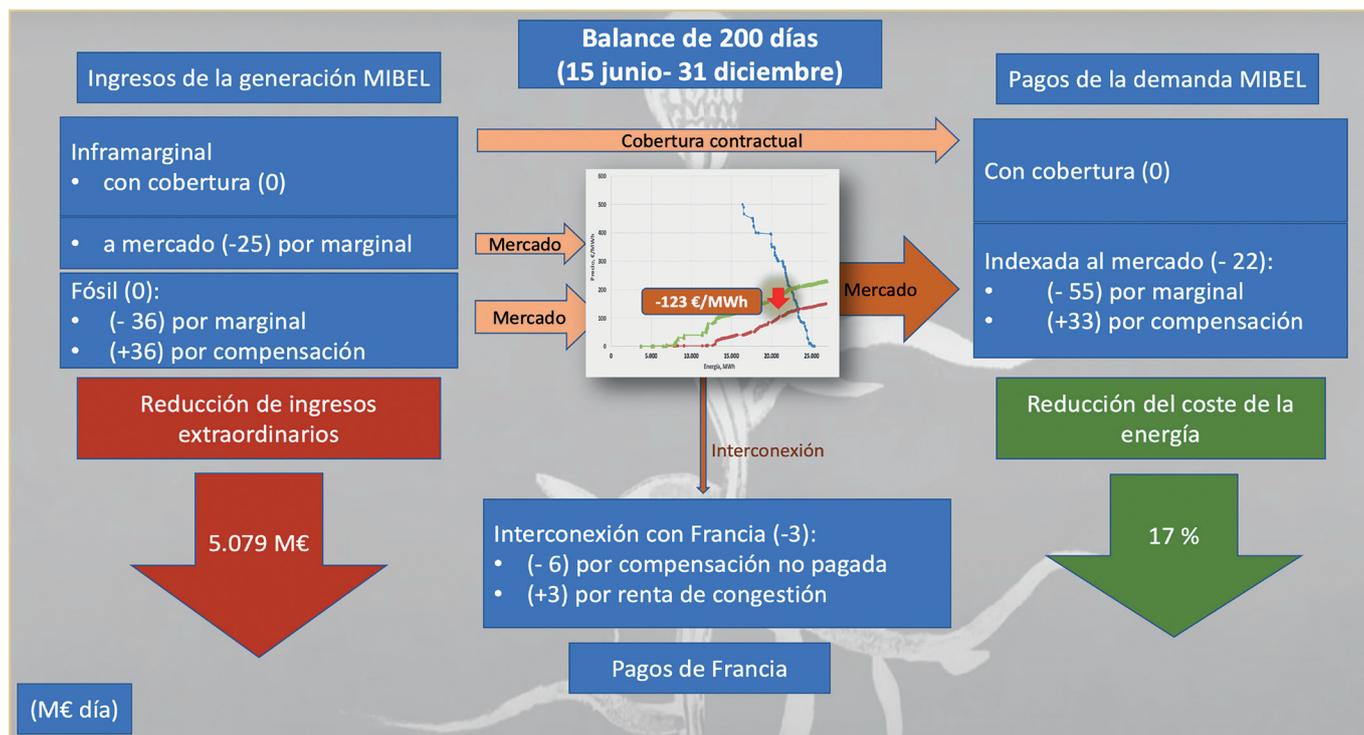
- a) la energía diaria exportada a Francia (barra azul, MWh)
- b) la energía diaria importada de Francia (barra roja, MWh)
- c) beneficio bruto en el lado francés por efecto del tope, supuesta la hipótesis extrema que éste explica todo el flujo (línea roja, eje derecho, M€ día)

En el periodo analizado el flujo España - Francia ha sido, en promedio, 48 GWh y 4 GWh en la dirección Francia - España.

En promedio y con la hipótesis extrema mencionada, el beneficio bruto del lado francés sería 6 M€ día. La renta de la interconexión destinada a minorar el coste de la compensación MIBEL es 3 M€ día, según se analizó en el punto 3.5.

<sup>6</sup> Como se indicó en la nota a pie de página 4, conocemos lo que ha sucedido con la aplicación del tope y no resulta obvio cómo evaluar lo que hubiese sucedido sin el tope. Sirva como ejemplo la realidad del 20 de octubre, día en que por estar el precio del gas por debajo del tope no se aplicó el mecanismo y consiguientemente no se produjo la bajada del precio marginal en España. Ese día, la exportación de España a Francia fue de 42,65 GWh, con una ocupación de la interconexión del 99,85% y un flujo nulo en el sentido Francia a España. Estos disuaden de explicar el flujo de la interconexión íntegramente por efecto del tope.

**Figura 9. Alteraciones económicas como consecuencia del tope**



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

### Conclusiones

El mecanismo ibérico del tope al precio del gas ha estado funcionando con regularidad durante estos siete primeros meses de aplicación, 200 días en total.

El tope reduce el precio marginal del mercado. En este periodo, la rebaja ha sido, en promedio, de 123 €/MWh. El precio marginal resultante sigue no obstante dependiendo del precio del gas. En esta coyuntura de crisis energética por la guerra en Ucrania, la factura eléctrica tiene que seguir siendo controlada con medidas excepcionales.

El impacto de la reducción del precio marginal MIBEL como consecuencia del tope puede verse de forma sintética en la Figura 9, donde las alteraciones económicas producidas por el tope sobre la oferta y la demanda se indican en M€ día.

La bajada del precio marginal reduce los ingresos de las centrales inframarginales que no se encuentren cubiertas por algún instrumento de contratación a plazo. La reducción de beneficios extraordinarios de estas tecnologías es de 25 M€ día.

Las centrales fósiles no ven reducidos sus ingresos porque la bajada del marginal es compensada en la misma cuantía, 36 M€ día, con aportaciones de la demanda MIBEL de 33 M€ día y de una parte de la renta de congestión de la interconexión España-Francia, 3 M€ día.

La demanda MIBEL indexada al mercado, cuya energía representa el 61% de la total de compra, se beneficia de un menor coste de la energía gracias a que la reducción del precio marginal supera la subida por la compensación. En promedio, estos valores son 55 M€ día y 33 M€ día respectivamente, por lo que el efecto es una reducción del coste de la energía de 22 M€ día.

En cuanto al efecto sobre los consumidores españoles, éste depende del tipo de contratación.

Para los consumidores regulados PVPC y los libres con el precio indexado al mercado, el término de energía de su factura se calcula con el precio resultante del tope, que se reduce un 17% con relación al precio que se hubiese dado sin la aplicación del mecanismo.

Para los consumidores que tienen vigente un contrato libre a precio fijo, el término de energía de su factura se calcula con el precio contractual.

Para los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), su factura puede tener formas distintas dependiendo del tipo de contrato que hayan firmado. El que más están promocionando los comercializadores es el que establece dos precios: un precio fijo y además el precio de la compensación. Si por ejemplo el precio fijo contratado es 20 c€/kWh, tomando el valor medio del precio de la compensación de 9 c€/kWh, el precio efectivo para el consumidor sería 29 c€/kWh. Dado que el precio de la compensación es horario y solo se conoce a posteriori, el precio resultante pierde el carácter de fijo y el consumidor deberá ser consciente de ello.

El mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico, constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico de la que pueden extraerse enseñanzas aplicables en el ámbito de la UE. ■

#### *Nota del autor*

*El tope al precio del gas está suponiendo un reto mayúsculo, por la propia complejidad del tema (el texto del RDL 10/2022 ocupa 59 páginas del BOE) y por el desconcierto que está provocando en algunos consumidores. El reciente RDL 18/2022 incluye varias disposiciones destinadas a "homogeneizar y clarificar la incorporación del coste del ajuste en las facturas de electricidad".*

*Este artículo no pretende entrar en todos los detalles normativos del tope y aborda los que para este autor son más relevantes para entenderlo y valorar sus implicaciones sobre los distintos agentes del mercado. El punto 1 lo sitúa en el contexto de la crisis energética actual. El punto 2 describe su diseño en base a la exposición de motivos de la norma que lo regula. El punto 3 contiene los resultados de su aplicación durante los primeros siete meses, fruto del análisis hora a hora de su efecto en siete áreas temáticas relevantes.*

*Mi agradecimiento a cuantas personas han compartido preocupaciones y me han aportado información.*