



ANÁLISIS DEL MECANISMO IBÉRICO DE AJUSTE DEL PRECIO DEL GAS NATURAL

Cecilia Fernández Rodríguez^[*], Jorge Luis Parrondo Gayo, Pedro García Regodeseves^[**]

[*] Alumno; [**] Tutor

██████████@uniovi.es

Departamento de Energía. Universidad de Oviedo.

RESUMEN

Tras la enorme incidencia de la COVID-19 en la actividad económica mundial y la progresiva recuperación posterior, se registró un notable incremento en la demanda internacional de gas natural, originándose un desajuste respecto a la oferta que dio pie a un fuerte aumento de precio a lo largo de 2021. Esta situación aún se acentuó más en 2022 con el comienzo de la guerra ruso-ucraniana y la subsiguiente disminución de flujo de gas ruso hacia el resto de Europa. A fin de contener los precios de la electricidad, muy dependientes del precio del gas, el 15 de junio de 2022 entra en vigor en España y Portugal el llamado mecanismo ibérico de ajuste del precio de producción de la electricidad (Real Decreto-Ley 10/2022). El objeto de la medida es reducir el precio de casación en el mercado mayorista de la electricidad mediante un reajuste compensado del coste de generación a partir de combustibles fósiles, en particular gas natural. El presente trabajo tiene como primer propósito evaluar la incidencia que tuvo el mecanismo de ajuste durante su aplicación en 2022, y, en segundo lugar, analizar el efecto de modificar cada uno de los parámetros que incorpora el mecanismo, a fin de valorar la conveniencia de su diseño.

ABSTRACT

After the enormous impact of COVID-19 on world economic activity and the subsequent progressive recovery, the international demand for natural gas raised remarkably, causing a mismatch with respect to the supply that led to a remarkable price increase throughout 2021. This situation became even more accentuated in 2022 with the start of the Russia-Ukraine war and the subsequent reduction in the flow of Russian gas to the

rest of Europe. In order to contain the prices of electricity, which are highly dependent on the price of gas, on June 15, 2022, the so-called Iberian mechanism for adjusting the price of electricity production came into force (Royal Decree-Law 10/2022). The purpose of the measure is to decrease the matching price in the wholesale electricity market through a compensated reduction of the generation costs from fossil fuels, particularly natural gas. The purpose of the present work is to assess what incidence the adjustment mechanism had during its application in 2022, and, secondly, to analyze the effect of varying each of the parameters used in the mechanism, in order to evaluate its design.

1. INTRODUCCIÓN

Desde 1998, se establece en España la liberalización de las actividades de generación y comercialización del sector eléctrico de acuerdo con la Directiva 96/92/CE, manteniendo las actividades de transporte y distribución reguladas y asignadas a REE (Red Eléctrica de España). Con el objetivo de mejorar la eficiencia del sector eléctrico y promover precios competitivos asegurando el suministro y la sostenibilidad, se crea en 2007 el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Aunque el proceso de integración de los sistemas eléctricos de Portugal y España se inicia en 1998, no es hasta julio de 2007 cuando el MIBEL comienza sus operaciones como un mercado común. Su estructura incluye el mercado diario, el mercado intradiario, el mercado de servicios complementarios y los contratos bilaterales. La mayor parte de la energía se negocia en el mercado diario (*pool*) siguiendo un modelo marginalista, donde las ofertas de venta de los generadores se organizan en orden ascendente y las ofertas de compra de los proveedores en orden descendente (*Figura 1*). El precio de casación es el punto



de intersección entre la oferta y la demanda (Ferreira & Jorge, 2017; García et al., 2017).

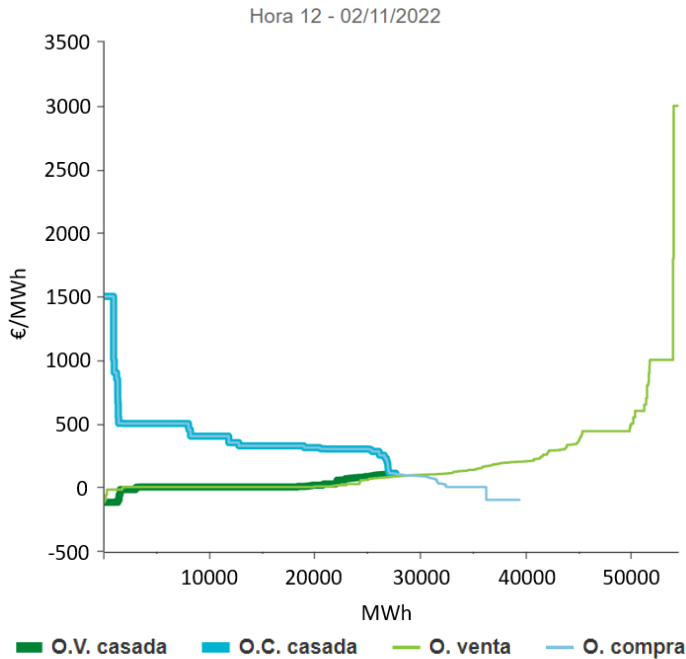


Figura 1. Curvas agregadas de oferta y demanda (OMIE, 2022-a).

El sistema eléctrico actual tiene muy poca capacidad para almacenar energía (bombeo y baterías), así que ha de operar equilibrando en cada momento la oferta y la demanda. También se requiere que el sistema tenga la capacidad de generación suficiente como para satisfacer incluso los mayores picos de demanda. Y por otro lado es crucial que siga aumentando la fracción de energía generada procedente de fuentes renovables, en detrimento de las de combustibles fósiles. Sin embargo, las fuentes renovables se suelen caracterizar por una acusada intermitencia, que en el caso de la eólica es además poco predecible, y por no ser directamente almacenables (salvo las centrales hidráulicas con embalse y las fotovoltaicas con baterías). Esto hace que el equilibrio entre generación y demanda sea cada vez más difícil de gestionar (Sousa & Soares, 2021), y que las fuentes que sí son gestionables, en particular las centrales de ciclo combinado que operan con gas natural, no sean fácilmente sustituibles sin penalizar la garantía de suministro del sistema (Landis & Rausch, 2018).

En la práctica los sistemas eléctricos recurren a un *mix* de fuentes de generación de distintas tecnologías que se complementan para satisfacer la demanda. En la Figura 2 se puede observar como ejemplo la distribución

horaria de la energía eléctrica generada en la península ibérica por cada tipo de tecnología el día 1 de agosto de 2022.

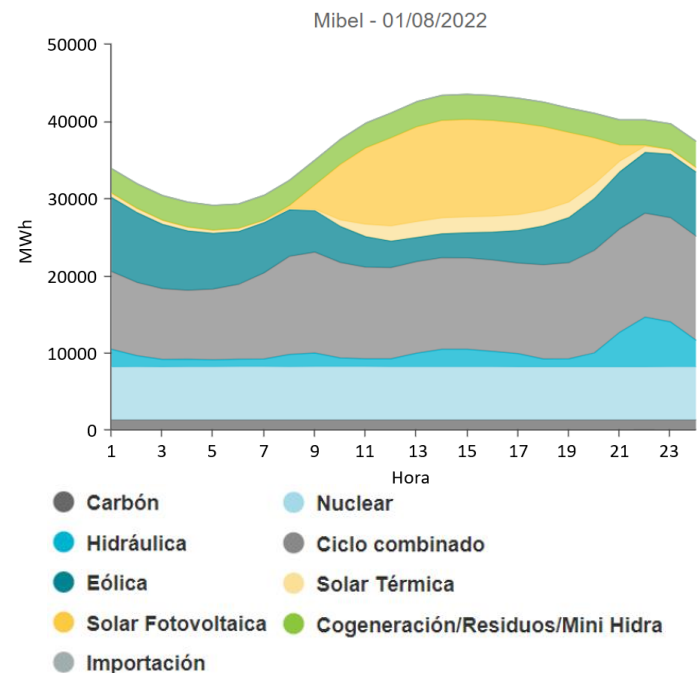


Figura 2. Energía horaria por tecnologías (OMIE, 2022-b).

Se observa en la Figura 2 que la demanda no es constante, con un mínimo en el periodo nocturno y un máximo en las horas centrales del día, pero que también es fluctuante la producción no almacenable basada en fotovoltaica (predecible) y eólica (poco predecible). Como estas tecnologías tienen costes variables muy bajos y no es práctico almacenar la energía asociada, les interesa asegurar que vayan a resultar adjudicadas en las subastas del *pool*, por lo que cursan sus ofertas a coste nulo. Otro tanto sucede con las centrales nucleares, pues por sus características necesitan mantener un nivel de producción constante.

En cambio las centrales de ciclo combinado, que usan gas natural, tienen facilidad para arrancar, modificar su carga de operación y parar en poco tiempo, por lo que son adecuados para adaptarse a los cambios en la demanda e incluso cubrir los picos (Castro, 2007). Estas centrales acuden al *pool* ofertando sobre unos costes marginales de operación que pueden ser altos, pues vienen determinados por el precio del gas natural y el coste de emisiones de CO₂. Otro tanto ocurre con las centrales térmicas de carbón.



Por último, las centrales hidráulicas también pueden ajustar fácilmente el ritmo de generación y, si cuentan con embalse, pueden reservar el agua para turbinar en el momento de mayor beneficio. Por ello, aunque sus costes marginales son bajos, acostumbran a ofertar al llamado coste de oportunidad, el cual suele estar directamente ligado al precio de puja de los ciclos.

El resultado es que el precio de casación de la electricidad en MIBEL (o precio *spot*) muy a menudo viene determinado por el precio de oferta de los ciclos, incluso aunque la tecnología que haya marcado la casación sea la hidráulica. Se puede decir entonces que el precio del gas influye directamente en el precio de la electricidad. La *Figura 3* recoge las curvas de precios del gas natural negociado en MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas) para el día siguiente (D+1) y del precio de casación diario medio de la electricidad en MIBEL para la primera mitad del año 2022. En efecto se observa que el precio spot eléctrico sigue el mismo patrón de variación del precio del gas, manteniéndose entre ambos un factor aproximado de 2,5. Esto se debe a que los ciclos operan con rendimientos del orden del 50%, y a que al precio del gas natural hay que añadir el coste de emisión de CO₂ y otros costes de operación.

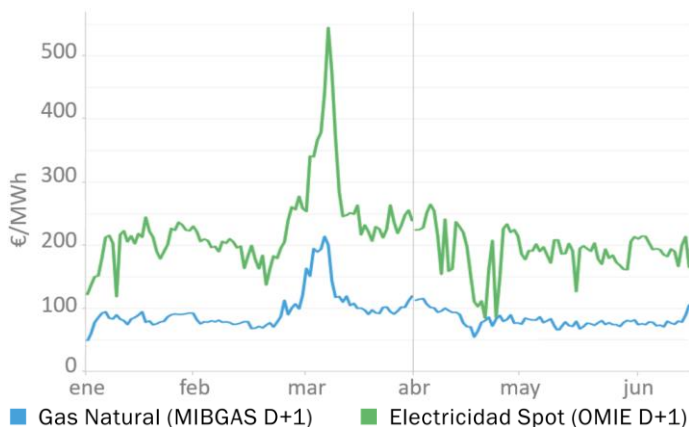


Figura 3. Comparación del precio del gas natural y de la electricidad en España en la primera mitad de 2022 (MIBGAS, 2023).

La *Figura 3* muestra que, a pesar de que los precios de gas y electricidad ya eran muy altos a comienzos de 2022, la invasión rusa a Ucrania el 24 de febrero de ese año trajo consigo una nueva alza muy acusada. Esto se debió a las sanciones impulsadas desde Europa y la consiguiente caída de suministro de gas ruso por gasoducto, coincidiendo además con un periodo de bajo nivel de reservas de gas en Europa. Todo ello hizo que en España el precio medio diario de la electricidad en el mercado mayorista llegara a alcanzar

un máximo histórico de 544,9 €/MWh el 8 de marzo de 2022, con un máximo horario de 700 €/MWh a las 20:00 h y un máximo del precio del gas natural de 224,3 €/MWh (MIBGAS, 2023).

Al objeto de contener la escalada de precios de la electricidad en el mercado mayorista ibérico, y tras obtener los necesarios permisos de la Comisión Europea, el 15 de junio de 2022 entró en vigor el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, sobre *un mecanismo temporal de ajuste de costes de producción para reducir el precio de la electricidad en el mercado mayorista*. Esta medida persigue reducir el precio de casación resultante para cada franja horaria facilitando una compensación parcial de costes a los generadores que usan combustibles fósiles y en particular a los de ciclos combinados de gas natural, puesto que son éstos los que suelen determinar el precio marginal de casación. Al conocer de antemano el valor de compensación que van a recibir esos generadores pueden ofertar a menor precio, resultando así un precio de casación reducido. Concretamente el ajuste a los generadores establecido en el RD 10/2022 se determina mediante la expresión:

$$A_P = \frac{P_{GN} - P_{RGN}}{0,55} \quad (1)$$

donde:

- A_P es el ajuste diario a los productores, en €/MWh,
- P_{GN} es el precio medio diario, en €/MWh, de contratación del gas natural negociado en MIBGAS para entrega de día siguiente (MIBGAS, 2022), y
- P_{RGN} es un precio de referencia del gas natural prefijado en 40 €/MWh hasta diciembre de 2022, y con incrementos sucesivos de 5 €/MWh en los meses siguientes. Más recientemente el RD 3/2023 de 28 de marzo, sobre prórroga del mecanismo, establece una variación mensual progresiva desde 55 €/MWh en marzo hasta 65 €/MWh en diciembre de 2023.

El ajuste total que han de recibir los generadores va a ser recaudado después entre los consumidores de electricidad con independencia de la tecnología de origen. En concreto se abona por los clientes de mercado libre con tarifa indexada, los del mercado regulado con tarifa PVPC y también por aquellos con contrato a precio fijo renovados desde finales de abril de 2022. Se espera que la suma del nuevo precio de casación más el reparto



del ajuste entre los consumidores sea menor que el precio de casación en ausencia de la medida, lográndose un ahorro para los consumidores tanto mayor cuanto menor proporción corresponda a la generación con gas y carbón en el conjunto del mix.

Es de esperar que, con la entrada en vigor del mecanismo, resulte un mayor precio de la electricidad en Francia que en España, con el consiguiente aumento previsible de exportación hacia Francia y por tanto hacia consumidores de fuera del área MIBEL que no van a contribuir a pagar la compensación a los generadores gasistas. No se espera un efecto muy acusado debido a la baja capacidad de transporte de las interconexiones con Francia. Aun así, se ha habilitado la aplicación de rentas de congestión adicionales, cuyo importe se calcula en proporción a la energía intercambiada y a la diferencia de precios entre ambos países. Se consideran rentas adicionales a la diferencia de las rentas netas con respecto al mismo mes del año 2021, cuando no se encontraba activo el mecanismo (Pacce & Sánchez, 2022).

La posible extensión de este mecanismo al resto de la UE ha encontrado el rechazo de varios países, principalmente nórdicos, pues consideran que si se limita o reajusta el precio de la electricidad a la baja se puede favorecer un mayor consumo de gas. Esto puede acarrear el riesgo de déficit de suministro y además va en contra de las medidas de ahorro energético, que son necesarias a corto plazo para afrontar el cese de entrada de gas ruso y también a medio y largo plazo para desvincular el sistema energético europeo del uso de combustibles fósiles. En cualquier caso, la reducción del precio de la electricidad supone un menor incentivo para las inversiones en energías renovables. De hecho, las energías renovables son, junto a las centrales nucleares, los principales perjudicados de la aplicación del mecanismo, pues la reducción del precio de casación les repercute en menores ingresos.

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar el grado de incidencia que tuvo el mecanismo ibérico de ajuste durante 2022, y, además, evaluar el propio diseño del mecanismo, recurriendo para ello a analizar la incidencia parcial de cada uno de los parámetros del mecanismo según se reflejan en la Ecuación 1.

2. METODOLOGÍA

En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo con los pasos seguidos para el análisis del mecanismo de ajuste.

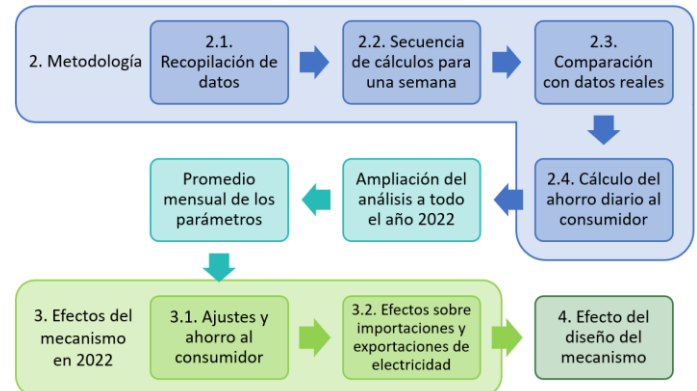


Figura 4. Diagrama de flujo del estudio realizado.

2.1. Recopilación de datos

En primer lugar, se realiza la recopilación de los indicadores necesarios. Los parámetros se han obtenido de Red Eléctrica de España, Mercado Ibérico del Gas, Operador del Mercado Ibérico de Energía y Redes Energéticas Nacionales y se han agrupado en intervalos de tiempo horarios para llevar a cabo un análisis entre el 15 de junio de 2022 y el 31 de diciembre de 2022:

- Precio horario de casación del mercado diario, en €/MWh (REE, 2022-i).
- Precio medio diario, en €/MWh, de contratación del gas natural negociado en MIBGAS para entrega de día siguiente (P_{GN}) (MIBGAS, 2022).
- Precio de referencia del gas natural (P_{RGN}) prefijado en 40 €/MWh hasta diciembre de 2022 según el RD 10 /2022.
- Generación horaria con carbón en España, en MWh (REE, 2022-d).
- Generación horaria con ciclos combinados en España, en MWh (REE, 2022-e).
- Generación horaria con ciclos combinados en Portugal, en MWh (REN, 2022).



- Generación horaria total en el territorio peninsular, en MWh (REE, 2022-h).
- Energía horaria sujeta al mecanismo de ajuste a los consumidores (E_c), en MWh (OMIE, 2022-d).
- Precio horario del mecanismo de ajuste a los consumidores MIBEL, en €/MWh (OMIE, 2022-d).
- Energía horaria negociada en el mercado diario (En_i), en MWh (OMIE, 2022-c).
- Generación medida horaria en la exportación a Francia, en MWh (REE, 2022-f).
- Generación medida horaria en la importación desde Francia, en MWh (REE, 2022-g).
- Capacidad horaria de intercambio con Francia en la exportación, en MW (REE, 2022-b).
- Capacidad horaria de intercambio con Francia en la importación, en MW (REE, 2022-c).

2.2. Secuencia de cálculos para una semana

A continuación, se expone la secuencia de cálculos realizada para determinar el precio de ajuste horario a los consumidores MIBEL en la primera semana de agosto de 2022.

En la *Figura 5* se recoge el precio horario de casación del mercado diario en la primera semana de agosto de 2022 (REE, 2022-i).

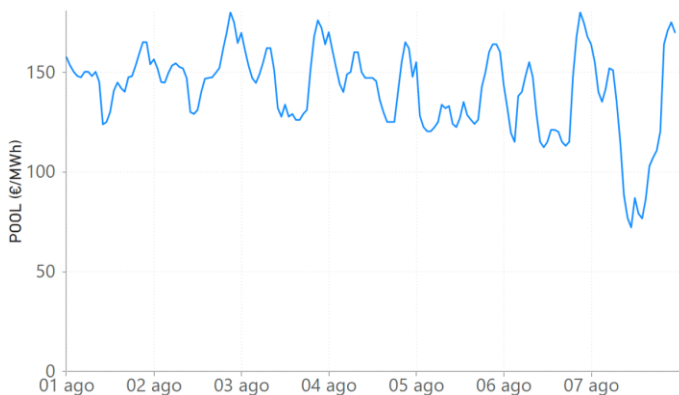


Figura 5. Precio horario de casación del mercado diario.

Se puede apreciar cómo el precio varía a lo largo del día con picos correspondientes al aumento de la demanda. El precio cae por la noche y más pronunciadamente en el fin de semana debido al descenso del consumo y de la actividad industrial durante esas horas.

El precio de ajuste a los productores se calcula según la *Ecuación 1* recogida en el Real Decreto-ley 10/2022. Para ilustrar este ajuste, se muestra en la *Figura 6* la compensación a los productores en la misma semana de agosto de 2022, donde el precio de referencia del gas natural se marcó en 40 €/MWh.

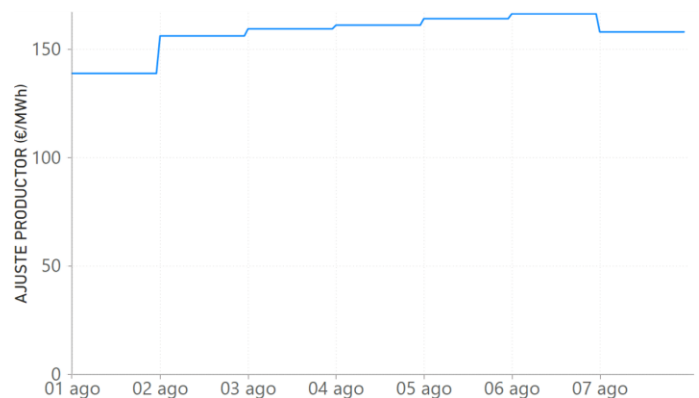


Figura 6. Ajuste diario a los productores.

Se considera que el precio de casación sin mecanismo de ajuste habría sido la suma del pool más el ajuste a productores para la primera semana de agosto de 2022 (*Figura 7*).

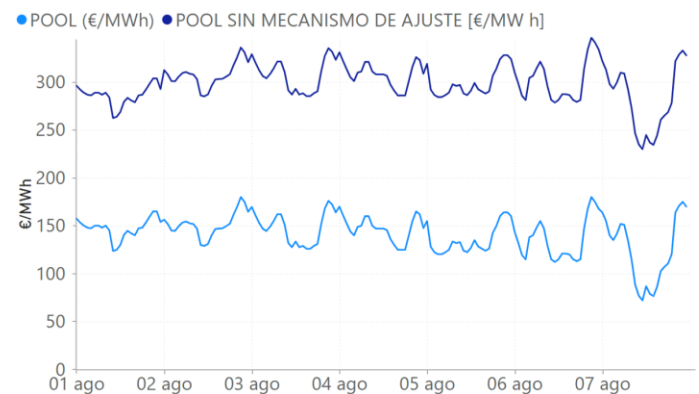


Figura 7. Comparación del precio de casación con mecanismo de ajuste y sin mecanismo de ajuste.

De acuerdo con lo expuesto en el Real Decreto, el mecanismo se ha aplicado a las centrales de producción de energía eléctrica que utilizan carbón como combustible y a las centrales de ciclo combinado de gas



natural. En la *Figura 8* se observa la generación total acogida al mecanismo en la primera semana de agosto de 2022 resultante de la suma de la generación de ciclos combinados y centrales de carbón ubicadas en territorio peninsular (REE, 2022-d; REE, 2022-e; REN, 2022).

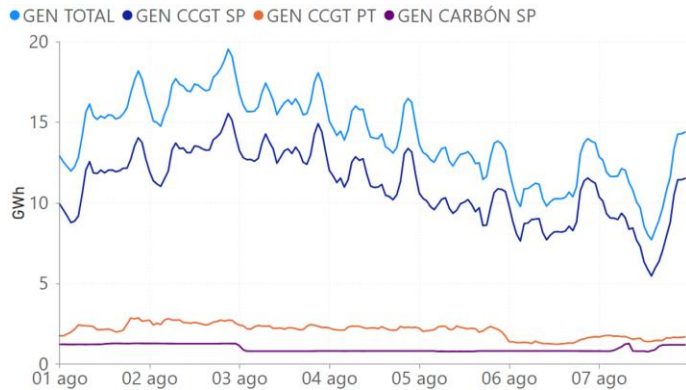


Figura 8. Generación horaria acogida al mecanismo de ajuste.

Conocida la energía sujeta al mecanismo de ajuste a los consumidores MIBEL a partir de datos obtenidos de OMIE, y una vez calculados el ajuste a los productores y la generación acogida al mecanismo, se puede obtener el ajuste a los consumidores de la siguiente forma:

$$A_C = \frac{A_P \times E_P}{E_C} \quad (2)$$

donde:

- A_C es el ajuste horario a los consumidores, en €/MWh,
- A_P es el ajuste horario a los productores, en €/MWh,
- E_P es la generación horaria acogida al mecanismo, en MWh, y
- E_C es la energía horaria sujeta al mecanismo a los consumidores, en MWh (OMIE, 2022-d).

2.3. Comparación con datos reales

En la *Figura 9* se realiza una comparación entre el ajuste a los consumidores estimado y el ajuste a los consumidores real publicado por OMIE para el mes de agosto de 2022 (OMIE, 2022-d).

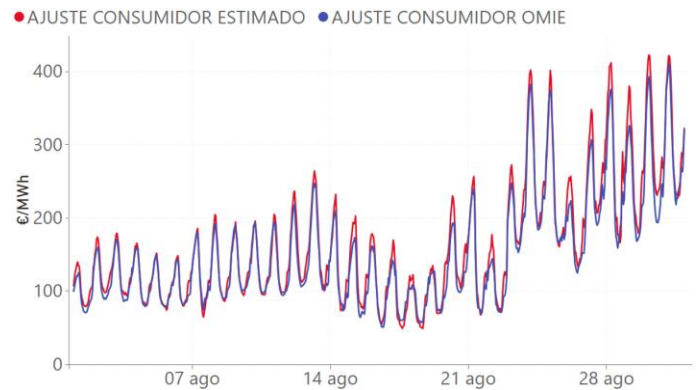


Figura 9. Comparación entre el ajuste horario estimado a los consumidores y el real.

El ajuste al consumidor es tanto mayor cuanto más proporción haya habido de generación a partir de ciclos combinados, por lo que se observan valles que se corresponden con las horas centrales del día y picos durante la noche. A la vista de los resultados se puede concluir que los datos estimados están en buen acuerdo con los datos reales. Las diferencias entre ambos pueden ser debidas a pequeños ajustes como los sobrecostes de restricciones, del mercado intradiario o de procesos del operador del sistema que no se están teniendo en cuenta en la estimación.

2.4. Cálculo del ahorro diario al consumidor

Una vez realizada la comprobación del ajuste al consumidor, se calcula el ahorro que supone para el consumidor la aplicación del mecanismo de ajuste de la siguiente forma:

$$A_{diario} (\%) = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} C_{m_i} \times E_{n_i}}{\sum_{i=1}^{24} C_{s_i} \times E_{n_i}} \right) \times 100 \quad (3)$$

donde:

- C_{m_i} es el coste horario al consumidor con mecanismo de ajuste resultante de la suma del precio de casación más el ajuste al consumidor (A_C), en €/MWh,
- E_{n_i} es la energía horaria negociada en el mercado diario, en MWh (OMIE, 2022-c), y
- C_{s_i} es el coste horario al consumidor sin mecanismo de ajuste resultante de la suma del precio de casación más el ajuste al productor (A_P), en €/MWh.



En la *Figura 10* se recoge el ahorro al consumidor a lo largo del día 1 de agosto de 2022.

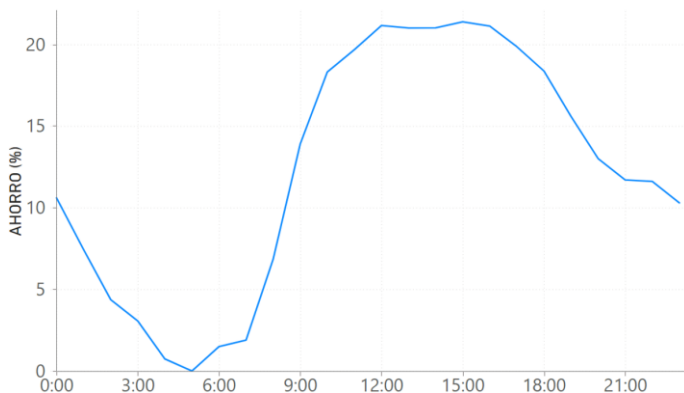


Figura 10. Ahorro al consumidor horario a lo largo del día 1 de agosto de 2022, en %.

Se observa que el ahorro más significativo tiene lugar entre las 10:00 y las 18:00. En las horas centrales del día, donde la producción con energía solar es elevada, el mecanismo de ajuste es más barato. Por el contrario, el mecanismo se encarece en las horas valle, durante la noche la producción con centrales de ciclo combinado contribuye en mayor medida con respecto al total de energía producida.

Se procede a ampliar el estudio a todo el año 2022 con la finalidad de evaluar los efectos del mecanismo de ajuste en 2022 y el diseño del mismo.

3. EFECTOS DEL MECANISMO DE AJUSTE EN 2022

Con la entrada en vigor del mecanismo de ajuste en la segunda mitad del 2022 el precio eléctrico del mercado mayorista deja de ser proporcional al precio del gas (*Figura 11*). Aunque tradicionalmente en verano los precios del gas alcanzaban mínimos anuales, en 2022 Europa se vio en la tesitura de sustituir el abastecimiento por los gasoductos rusos debido a las tensiones entre Rusia y Ucrania. La necesidad de abastecerse vía gas natural licuado provocó un alza en los precios del gas hasta que las reservas alcanzaron sus máximos a principios de septiembre, donde el precio del gas comenzó a bajar. En octubre, los precios del gas se desplomaron incluso por debajo del precio de referencia (40 €/MWh) como consecuencia de la combinación de varios factores atípicos: un otoño templado y ventoso, unido a las elevadas reservas de gas natural. Entrando en el invierno, los precios en Europa central subieron

significativamente. En la península ibérica la subida fue menos acusada debido a las elevadas reservas y el suministro garantizado por gasoducto desde Argelia (*MIBGAS, 2023*).

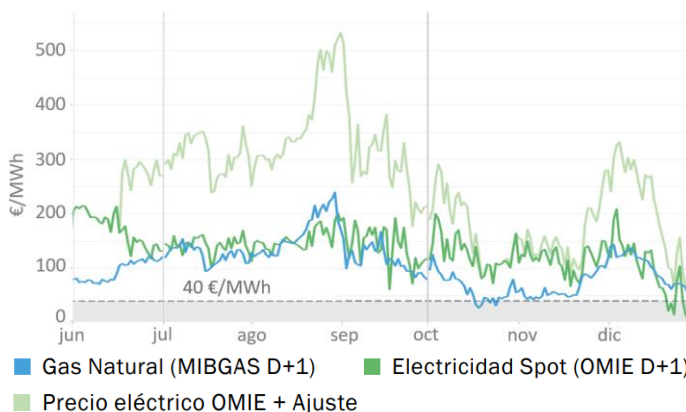


Figura 11. Comparación del precio del gas natural y de la electricidad en España en la segunda mitad de 2022 (MIBGAS, 2023).

3.1. Ajustes y ahorro al consumidor en 2022

En la *Figura 12* se recoge el promedio mensual de diferentes parámetros que intervienen en el cálculo del ahorro al consumidor.

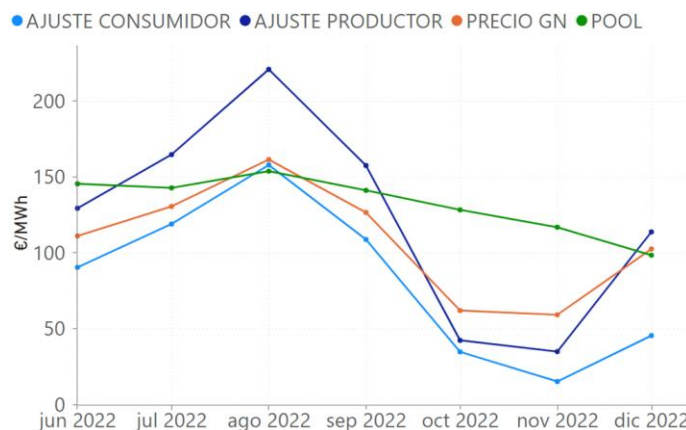


Figura 12. Promedio mensual de los parámetros que intervienen en el cálculo del ahorro al consumidor, en €/MWh.

En la *Figura 13* se muestra el ahorro al consumidor promediado mensualmente, en €/MWh. Se calcula como la diferencia entre coste al consumidor sin mecanismo (precio de casación más el ajuste al productor), y el coste al consumidor con mecanismo (precio de casación más el ajuste al consumidor).

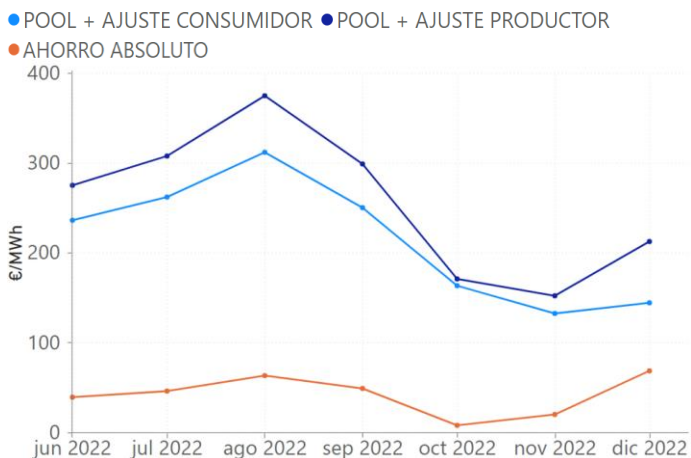


Figura 13. Ahorro medio mensual al consumidor durante 2022, en €/MWh.

En la Figura 14 se muestra el ahorro al consumidor promediado mensualmente en el año 2022, en %.

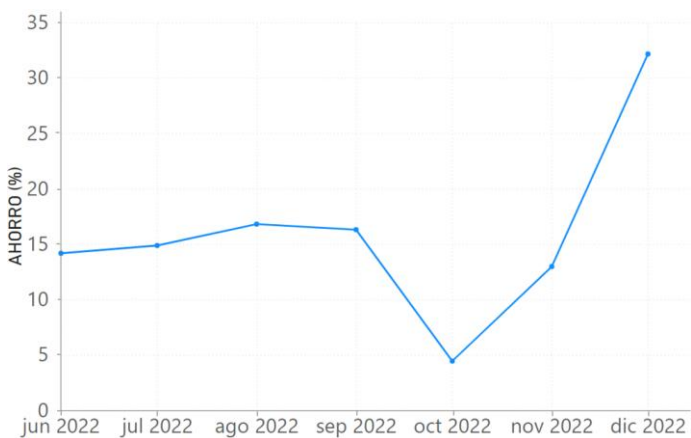


Figura 14. Ahorro medio mensual al consumidor durante 2022, en %.

Cuanto mayor es el precio del gas, el ajuste a los productores derivado de aplicar la Ecuación 1 cada vez es mayor y el ahorro al consumidor cabe esperar que aumente, como ocurre entre los meses de junio y agosto, donde el porcentaje de ahorro medio mensual crece desde el 14 hasta el 17%. En septiembre el precio del gas comenzó a bajar hasta llegar a los 62 €/MWh de media en octubre. En el último tercio del mes de octubre el precio del gas natural se situó por debajo de 40 €/MWh, por lo que el mecanismo de ajuste no estuvo activo y el ahorro fue del 0%, colocando el ahorro medio mensual en un 4%. En noviembre, el precio del gas se mantuvo bajo, por lo que el ajuste a los productores fue pequeño.

En la Figura 15 se recoge el promedio mensual de la proporción de generación con ciclos combinados calculado a partir de los indicadores de generación horaria total en el territorio peninsular y generación horaria de ciclos combinados en España y Portugal (REE, 2022-h; REE, 2022-e; REN, 2022). Hay que tener en cuenta que la proporción de generación a partir de ciclos combinados en noviembre fue menor que en los meses anteriores, lo que se tradujo en una disminución del precio de ajuste a los consumidores, como consecuencia del aumento de las tecnologías renovables en el mix eléctrico. Esta situación trajo consigo un aumento del porcentaje de ahorro, llegando a alcanzar el 13% de media en este mes. Los resultados que se muestran en el mes de diciembre están condicionados por la hipótesis asumida de que el precio que hubiera habido sin mecanismo sería el precio del pool más el precio de ajuste a los productores. En general esto se puede considerar una asunción muy razonable, pero si coincide un periodo en el que haya habido muy poca generación gasista debido a una baja demanda y un aumento de la generación a partir de energías renovables, esa hipótesis resulta más incierta. Y esta situación de demanda reducida (temperaturas relativamente suaves y bajo consumo industrial por periodo vacacional) junto a alta disponibilidad de renovables (muchos días con viento sostenido) se dio en el último tercio de diciembre. Esta situación unida a la subida del precio del gas en este mes dio lugar a un aumento del ahorro relativo para los consumidores hasta llegar al 32%.

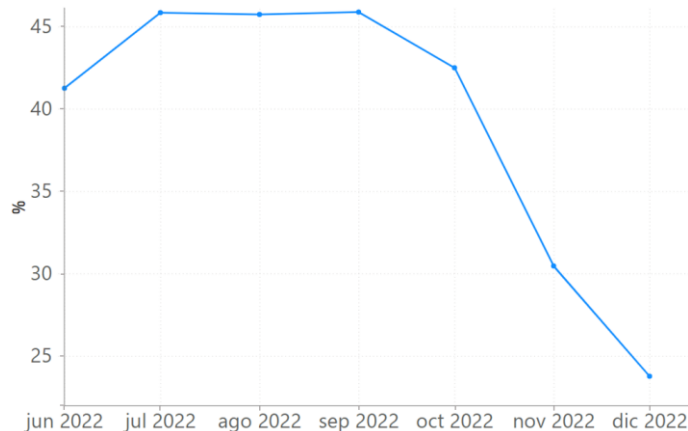


Figura 15. Promedio mensual de la proporción de energía eléctrica generada con ciclos combinados, en %.



3.2. Efectos sobre importación y exportación de electricidad

Otro aspecto de interés (y de controversia) en relación con el mecanismo ajuste es su efecto sobre los intercambios de electricidad en frontera de la zona MIBEL (península Ibérica) con el exterior, en particular con Francia (la capacidad de intercambio con Marruecos y Andorra es bastante menor). Para evaluarlo es conveniente comparar lo sucedido en 2022 con años anteriores. La *Figura 16* muestra la energía eléctrica transferida anualmente entre España y Francia desde 2018 a 2022. Se aprecia que tradicionalmente (hasta 2021) se venía registrando un saldo neto importador desde España, lo que indica un menor precio medio de la electricidad en el lado francés. Esto era en parte debido al tamaño del parque nuclear francés pero también a que en la península el precio del gas natural era algo más alto que en el resto de Europa, pues el precio del gas en el mercado TTF (mercado gasista de referencia en Europa central) se beneficiaba de los suministros a bajo coste vía gasoducto desde varios orígenes, en particular el ruso. En cambio la *Figura 16* muestra que en 2022 el saldo pasó a ser exportador desde España.

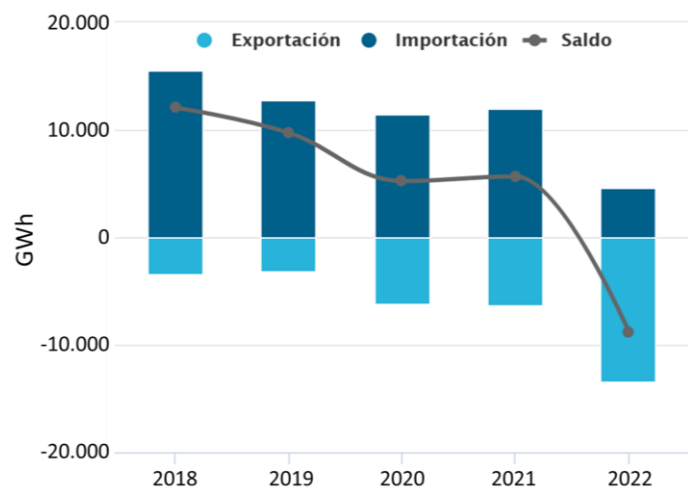


Figura 16. Evolución de la energía eléctrica anual intercambiada en frontera entre España y Francia (REE, 2022-j).

Para poder hacer un análisis más detallado, en las *Figuras 17* y *18* se muestra para los años 2021 y 2022 los valores de generación horaria de energía eléctrica exportada e importada por las conexiones con Francia (REE, 2022-f; REE, 2022-g). También se recogen las capacidades de intercambio horarias en esas interconexiones. Estos indicadores de capacidad representan el máximo valor admisible del programa de

intercambio de energía entre los sistemas eléctricos de España y Francia, tanto para la importación como para la exportación (REE, 2022-b; REE, 2022-c), y son variables porque, además de depender de las líneas transfronterizas propiamente dichas, cuya capacidad máxima es de 2,5 GW, también están condicionadas por los flujos eléctricos previstos en cada momento en las zonas de cada país próximas a esas conexiones.

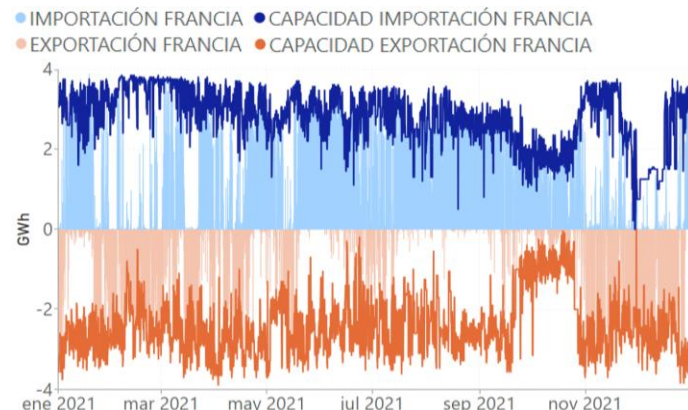


Figura 17. Capacidad y generación horaria de energía intercambiada entre los sistemas eléctricos de España y Francia durante 2021.

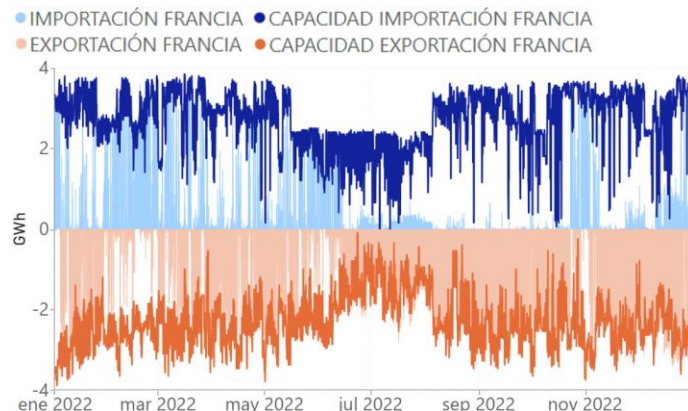


Figura 18. Capacidad y generación horaria de energía intercambiada entre los sistemas eléctricos de España y Francia durante 2022.

La *Figura 17* confirma que en el año 2021 el territorio peninsular fue netamente importador. Ese año la energía consumida en España (zona peninsular) se situó en 242.400 GWh mientras que la energía importada neta desde Francia alcanzó 5.640 GWh, es decir, la importación supuso un 2,33% del consumo total anual (REE, 2022-a). Esto es consecuencia de que, como se indicó antes, los precios de la electricidad en España solían ser algo superiores a los del resto de Europa. El hecho de que la fracción de energía importada neta fuese



tan baja se debía en realidad a la baja capacidad de las interconexiones entre los sistemas eléctricos español y francés: la *Figura 17* muestra que, durante amplios periodos (sobre todo en verano y otoño) la energía transferida fue efectivamente la máxima.

Durante el año 2022, el diferencial de precios originado con el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania, donde la subida del precio del gas en el TTF fue más acusada que en territorio peninsular debido a la mayor dependencia con respecto a la llegada de gas desde Rusia, provocó un incremento de los flujos de electricidad en la exportación a Francia. En la *Figura 18* se observa que en realidad esta situación ya se produjo desde el comienzo de la invasión rusa a finales de febrero, bastante antes de la implementación del mecanismo de ajuste desde el 15 de junio. En el balance del año, se tuvo una exportación neta de 8.831 GWh, que representa un 3,75% del consumo total en la zona peninsular de España (235.620 GWh) (REE, 2023). También la *Figura 18* (como la *Figura 17*) permite comprobar que la energía eléctrica exportada alcanzó la máxima capacidad de las interconexiones transfronterizas durante muchos periodos del año, incluyendo prácticamente todo el verano y el otoño (con el mecanismo de ajuste ya en vigor), pero también buena parte de la primavera (aún sin mecanismo). En cualquier caso, la fracción total de energía exportada se puede considerar lo suficientemente pequeña como para que no haya supuesto una incidencia significativa en los precios.

Por otro lado, la entrada del mecanismo podría haber tenido un efecto de subida en el precio de gas natural en la zona MIBGAS, como posible consecuencia de una hipotética mayor demanda de electricidad (y por tanto de gas) auspiciada por el mecanismo. Aun así, el hecho es que el precio del gas se mantuvo en España sensiblemente por debajo del precio del gas en el TTF, debido a las entradas sostenidas y garantizadas de gas vía gasoducto desde Argelia y también vía buques con gas natural licuado procedentes de diversos países según acuerdos ya establecidos con mucha anterioridad. En cambio en Europa central la fuerte dependencia histórica respecto al suministro de gas ruso hizo que se cuestionase la capacidad de los sistemas para satisfacer la demanda interna de gas, sobre todo con vistas al invierno 22-23, y la posibilidad real de un futuro déficit provocó un alza de precios sin precedentes en el mercado de referencia TTF.

En comparación con 2021, el volumen económico de la energía intercambiada en 2022 entre el territorio MIBEL y Francia se situó en 1,114 millones de

euros para la importación, lo que supuso una reducción del 29,5% con respecto al año anterior. En lo referente a la exportación el volumen económico alcanzó los 2,566 millones de euros, un incremento del 155,5% en relación al año 2021 (Medina, 2023; OMIE, 2023).

4. EFECTO DEL DISEÑO DEL MECANISMO DE AJUSTE

En primer lugar, se valora el efecto que tendría la variación de los parámetros de la fórmula del ajuste a los productores recogida en el Real Decreto-ley 10/2022 (*Ecuación 1*). En la *Figura 19* se muestra el ahorro medio mensual a los consumidores en función del divisor.

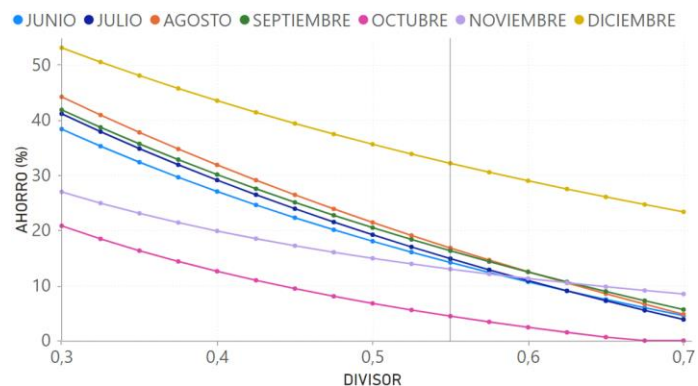


Figura 19. Ahorro medio mensual al consumidor en función del divisor de la Ecuación 1.

Se observa una pendiente negativa en todos los meses considerados. A medida que aumenta el divisor, el precio de ajuste a los productores se reduce y, por lo tanto, el ahorro al consumidor es menor. Los meses de verano son bastante similares, una disminución del divisor contribuye significativamente al aumento del ahorro. En cambio, la pendiente es menor en octubre y noviembre. Los bajos precios del gas durante estos dos meses hacen que el numerador de la ecuación del ajuste sea bastante pequeño y la modificación del divisor afecte en menor medida.

En la *Figura 20* se recoge el ahorro medio mensual a los consumidores en función del precio de referencia del gas natural.

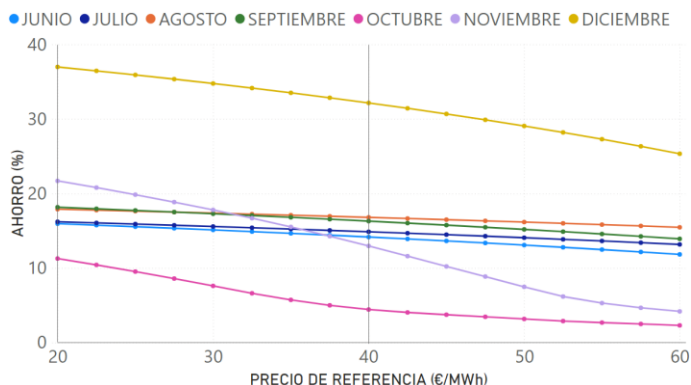


Figura 20. Ahorro medio mensual al consumidor en función del precio de referencia del gas natural.

El porcentaje de ahorro al consumidor disminuye conforme aumenta el precio de referencia del gas natural. Cuanto mayor es este precio de referencia, menor es el ajuste a los productores y, como consecuencia, el ahorro. De nuevo se puede ver que las pendientes varían dependiendo del mes que se considere. Durante los meses de verano los precios del gas natural se mantuvieron altos, por lo que una variación del precio de referencia no hubiera afectado demasiado. Sin embargo, las pendientes son más pronunciadas en los meses de octubre y noviembre, donde el precio del gas se situó cerca de los 40 €/MWh.

En la fórmula que determina la cuantía unitaria del ajuste al productor (*Ecuación 1*), el precio del gas natural se determina como el precio ponderado de todas las transacciones en productos diarios con entrega al día siguiente en el PVB registradas en MIBGAS. Los consumidores industriales tienen capacidad de almacenamiento, por lo que no deja de ser algo arbitrario el presuponer que el coste del gas que se está quemando en una central de ciclo combinado es el precio del día en curso. En la *Figura 21* se realiza una estimación del ahorro al consumidor que habría habido si se considerara el precio medio del gas de un periodo anterior. Se muestra el ahorro al consumidor real y la estimación para un periodo de 7, 15 y 30 días.

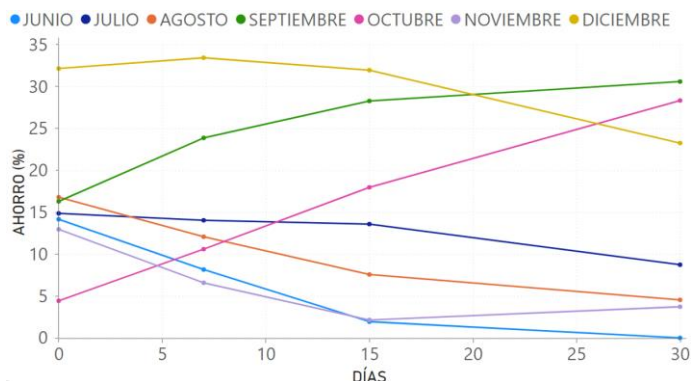


Figura 21. Ahorro medio mensual al consumidor en función del precio del gas natural.

Se puede apreciar que durante los meses de junio, julio y agosto el ahorro al consumidor disminuye a medida que aumenta el periodo de días considerado. A lo largo de estos tres meses, el precio del gas fue subiendo hasta alcanzar su máximo el 31 de agosto. Al considerar el precio del gas como la media de un periodo anterior, se está estimando un precio del gas inferior al del día en curso, por lo que el coste del ajuste al productor disminuye y también lo hace el ahorro al consumidor. Por el contrario, en septiembre y octubre el ahorro al consumidor se incrementa conforme aumenta el periodo de días considerado. A partir del 31 de agosto, el precio del gas comenzó a bajar hasta alcanzar los 32 €/MWh en el último tercio de octubre. En estos dos meses, el precio del gas que resulta de realizar la media de un periodo anterior es mayor que el precio del gas del día en curso. Por lo tanto, el ajuste al productor es menor y el ahorro al consumidor aumenta. En noviembre, el precio del gas empezó a subir de nuevo, por lo que se observa el mismo efecto que en los meses de verano.

CONCLUSIONES

A la vista de los resultados se puede concluir que la implementación del mecanismo de ajuste durante el año 2022 supuso un ahorro considerable para el consumidor. Durante los meses de verano tuvo lugar el porcentaje de ahorro más significativo, en torno al 16%. Los bajos precios del gas en octubre provocaron que el ahorro al consumidor cayera al 5%. En noviembre, aunque el precio del gas se mantuvo bajo, la disminución de la producción a partir de ciclos combinados hizo que el precio de ajuste al consumidor fuera menor, con lo que el ahorro alcanzó el 13%.



En lo referente al diseño del mecanismo, la variación del divisor en la fórmula que determina la cuantía unitaria del ajuste al productor contribuye en mayor medida durante los meses de verano. Por el contrario, la variación del precio de referencia no afecta demasiado a lo largo del verano debido a los elevados precios del gas natural en este periodo. Por último, la estimación realizada del ahorro al consumidor que habría habido si se considerara el precio medio del gas de un periodo anterior en lugar del precio del gas del día en curso, resulta en un aumento del ahorro en los meses de septiembre y octubre, donde el precio del gas tiene una pendiente negativa.

Aunque el mecanismo de ajuste suponga un ahorro para los consumidores, hay que tener en cuenta que, bajo la perspectiva de transición energética que se ha de acometer en todo el mundo, es necesario incrementar la inversión en energías renovables y disminuir la dependencia del gas natural. Sin embargo, al reducir el precio de la electricidad se desincentiva el ahorro de energía y la inversión en tecnologías renovables. Por otro lado, al situarse el precio medio de la electricidad en la península ibérica por debajo del precio de Francia, se produce un saldo neto exportador, beneficiándose los consumidores externos al área MIBEL por no tener que abonar la compensación a los productores gasistas. Sin embargo la baja capacidad de conexión transfronteriza con Francia ha facilitado que el saldo neto exportador 2022 suponga en realidad una fracción muy pequeña de la energía total generada, con muy poca incidencia sobre los precios. En conjunto, se puede considerar que resulta positivo mantener el mecanismo de ajuste al menos de forma latente, de forma que si vuelve a haber una subida de los precios del gas, esta medida actúe como mecanismo de contención.

NOMENCLATURA

A_C es el ajuste horario a los consumidores, en €/MWh

A_P es el ajuste horario a los productores, en €/MWh

C_{m_i} es el coste horario al consumidor con mecanismo de ajuste resultante de la suma del precio de casación más el ajuste al consumidor (A_C), en €/MWh

C_{s_i} es el coste horario al consumidor sin mecanismo de ajuste resultante de la suma del precio de casación más el ajuste al productor (A_P), en €/MWh

E_C es la energía horaria sujeta al mecanismo a los consumidores, en MWh (OMIE, 2022-d)

E_{n_i} es la energía horaria negociada en el mercado diario, en MWh (OMIE, 2022-c)

E_P es la generación horaria acogida al mecanismo de ajuste, en MWh

P_{GN} es el precio medio diario, en €/MWh, de contratación del gas natural negociado en MIBGAS para entrega de día siguiente (MIBGAS, 2022)

P_{RGN} es el precio de referencia del gas natural prefijado en 40 €/MWh hasta diciembre de 2022 según el RD 10/2022

LISTA DE SIGLAS

CE: Comisión Europea

MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad

MIBGAS: Mercado Ibérico del Gas

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

PVB: Punto Virtual de Balance

PVPC: Precio voluntario para el pequeño consumidor

REE: Red Eléctrica de España

REN: Redes Energéticas Nacionales

TTF: Title Transfer Facility

REFERENCIAS

Castro Rodríguez, F. (2007). La configuración del mix tecnológico en un sistema eléctrico liberalizado. *Economía Industrial*, 364, 75–86.

Ferreira Dias, M., & Jorge, S. F. (2017). MARKET POWER AND INTEGRATED REGIONAL MARKETS OF ELECTRICITY: A SIMULATION OF THE MIBEL. *International Journal of Economic Sciences*, VI(2). <https://doi.org/10.20472/ES.2017.6.2.003>

García, A., García-Álvarez, M. T., & Moreno, B. (2017). Iberian Electricity Sector: A transition towards a more liberalized and sustainable market. *Global Development and Environment Institute*, 01(17).

Landis, F., & Rausch, S. (2017). Deep transformations of the energy sector: A model of technology investment choice. *Energy Economics*, 68, 136–147. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.009>

Medina Juidías, R. (2023). Los mercados energéticos en España y Europa: situación, evolución y perspectivas de futuro. *Instituto de Estudios Financieros*, 9–11.



MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas. (2022). *Precio del gas natural*. Recuperado el 3 de marzo de 2023 de https://www.mibgas.es/es/file-access?path=AGNO_2022

MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas. (2023). *Informe anual del Mercado Organizado del gas*.

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2022-a). *Curvas agregadas de oferta y demanda*. Recuperado el 8 de junio de 2023 de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?>

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2022-b). *Energía horaria por tecnologías*. Recuperado el 8 de junio de 2023 de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?>

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2022-c). *Energía negociada en el mercado diario*. Recuperado el 15 de junio de 2023 de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?>

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2022-d). *Energía sujeta al mecanismo de ajuste a los consumidores y precio del mecanismo de ajuste a los consumidores MIBEL*. Recuperado el 5 de junio de 2023 de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/average-final-prices/hourly-price-consumers?>

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2023). *Evolución del mercado de electricidad* (pp. 6–8).

Pacce, M., & Sánchez, I. (2022). El impacto sobre la inflación del mecanismo de limitación del precio del gas en el mercado ibérico. *Informe Trimestral de La Economía Española*, 26–28.

Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo. *Boletín Oficial del Estado*, n. 75, de 29 de marzo del 2023.

Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. *Boletín Oficial del Estado*, n. 115, de 14 de mayo de 2022.

REE - Red Eléctrica de España. (2022-a). *Análisis del comportamiento de la demanda 2021*. Dirección Corporativa de Sostenibilidad y Estudios.

REE - Red Eléctrica de España. (2022-b). *Capacidad de intercambio con Francia exportación*. Recuperado el 15 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/492>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-c). *Capacidad de intercambio con Francia importación*. Recuperado el 15 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/488>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-d). *Generación medida carbón*. Recuperado el 2 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/10036>

REE - Red Eléctrica de España. (2023). *La demanda de energía eléctrica de España descende un 6,7% en diciembre*. Recuperado el 14 de julio de 2023 de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/01>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-e). *Generación medida ciclo combinado*. Recuperado el 2 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1156>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-f). *Generación medida exportación Francia*. Recuperado el 15 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1178>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-g). *Generación medida importación Francia*. Recuperado el 15 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1174>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-h). *Generación medida total*. Recuperado el 2 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/10043>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-i). *Precio mercado spot diario*. Recuperado el 3 de marzo de 2023 de <https://www.esios.ree.es/es/analisis/600>

REE - Red Eléctrica de España. (2022-j). *Saldos por fronteras - físico (MWh), frontera: Francia*. Recuperado el 14 de julio de 2023 de <https://www.ree.es/es/datos/intercambios/francia-frontera>

REN - Redes Energéticas Nacionais. (2022). *Balanco diario*. Recuperado el 8 de marzo de 2023 de <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/>

Sousa, J., & Soares, I. (2022). Demand response potential: An economic analysis for MIBEL and EEX. *Energy*, 244, 122624. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122624>