

LA LETRA PEQUEÑA DE LA “EXCEPCIÓN IBÉRICA”



Kim Keats Martínez

Director de **EKON** strategy consulting

El 14 de mayo de 2022, el gobierno español publicó una orden ejecutiva que implementa la “excepción ibérica”, según lo acordado en principio con la Comisión Europea, y que tiene como objetivo limitar el impacto del precio del gas natural en el precio de electricidad. Esta nota ofrece una valoración de este nuevo Real Decreto-Ley (“RDL”) 10/2022.

Sobre su necesidad

Con una duración de 12 meses o hasta el 31 de mayo 2023 como muy tarde, se espera que beneficie a todos los consumidores, especialmente a los hogares acogidos a la tarifa regulada (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor o PVPC) y a la industria con precios indexados a OMIE. El resto de consumidores, con tarifas fijas, lo notarán según vayan renovando sus contratos según indica el Ministerio. Así, la medida ayudará a contener la escalada de precios y la inflación y, sobre todo, ejercerá de cortafuegos ante la subida de los precios del gas derivada de la guerra en Ucrania, como especifica el comunicado, aunque el precio del gas natural venía disparado desde hace más tiempo.

Límite e impacto esperado

A grandes rasgos, la medida emplea una fórmula matemática para reducir las ofertas presentadas por las centrales “merchant” de ciclo combinado, de carbón, y de cogeneración sin régimen retributivo (“Centrales Elegibles”) en el mercado mayorista de electricidad, también conocido como el “pool”, a base de un subsidio calculado en €/MWh(e). El subsidio para el próximo día D+1 se va a definir como la diferencia entre el precio de gas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) para día D+1 y un precio de referencia del gas que empezará en 40€/MWh(g) durante los primeros seis meses y se incrementa en 5€/MWh(g) al mes hasta terminar en 70€/MWh(g).



EKON Strategy Consulting reúne a expertos en los sectores eléctrico y gasista, proveyendo de un amplio abanico de servicios estratégicos para nuestros clientes (bancos, fondos de inversión, multinacionales, IPP, autoridades) garantizando los más altos estándares de calidad.

Colaborando para una sociedad justa través de:



- EKON define e implementa estrategias específicas para asegurar el éxito a nuestros clientes.
- EKON asesora en el análisis y la estrategia necesaria para definir un buen PPA.
- EKON apoya a sus clientes durante transacciones en operaciones de M&A o financiación.
- EKON ha desarrollado su propio modelo del mercado ibérico eléctrico para obtener curvas de precio y apuntamientos por tecnología bancables.

Servicios M&A:

Previsión de precios, análisis regulatorio y de mercado, valoraciones y procesos de *due diligences*.

Servicios PPA:

Revisión y análisis de cláusulas, identificación de riesgos, asesoría en la definición del acuerdo y su negociación.

Servicios de Arbitraje:

Valoración de contratos y peritaje, asistencia en discusiones comerciales, participación como peritos en causas judiciales.

Asesoría Estratégica:

Análisis de viabilidad, entradas o salidas de mercado, evaluación de riesgos.

Contáctanos en info@ekonsc.com

Av. de Europa 14, 28108, Alcobendas, Madrid

+34 911 890 582 www.ekonsc.com

La única manera de explicar cómo funcionaría esta medida es usando un ejemplo numérico. La Tabla 2 presenta un cálculo ilustrativo del beneficio de la media para los usuarios cuyos costes de energía están indexados al precio del pool.

Por ejemplo, si el precio en el MIBGAS fuese 84,9 €/MWh(g) (equivalente al precio MIBGAS para 2022Q3 del 16 de mayo) las Centrales Elegibles recibirán un pago de 81,6 €/MWh(e) $(=(84,9-40)/0,54)$.

Supongamos que el precio de energía en el pool bajará por la misma suma. Sabemos que el precio de la electricidad depende, principalmente, del precio del gas natural y CO₂. Si usamos 84,9 €/MWh(g) gas y 90 €/tCO₂ respectivamente, el mecanismo dejará el precio medio del pool en 116€/MWh(e) durante 2022Q3 frente a los 206 €/MWh(e) que se registrarían en su ausencia, una caída de casi 90 €/MWh(e).

El coste de esta medida se define como la suma de pagos a las Centrales Elegibles. Si usamos la generación de los ciclos combinados y las centrales de carbón en 2021Q3 como punto de referencia (11.748GWh), el coste trimestral sería unos €959 millones $(=11.748*81,6)$.

Este coste se “repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas” (RDL 10/2022 pag. 67941). A finales de octubre 2021, solamente 41% de la demanda estaba sujeta a contratos de suministro indexados al precio de mercado, incluyendo todos en PVPC y 48% de la industria (ver tabla 38 en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3981989.pdf>). Si usamos la demanda de 2021Q3 como referencia (61.903GWh) y un 45% de estos pagan el sobre coste, les costaría 34.4€/MWh(e) (=959/(61,90*45%), que compara a 15,5€/MWh(e) si toda la demanda lo pagase. Así todos los acogidos al PVPC o a contratos indexados al precio de pool experimentarán una reducción en las facturas de 54,4€/MWh(e) en 2022Q3 (=89,8-34,4).

Tabla 2: Calculando el beneficio de la media a los usuarios cuyos costes de energía están indexados al precio del pool

	Variable	Calc	2022Q3	2022Q4	2023Q1	2023Q2 ¹
a	Demanda (GWh)	Basado en cifras REE de 2021	61.903	60.075	60.797	54.142
b	Generación CC+carbón (GWh)	Basado en cifras REE de 2021	11.748	15.830	14.523	13.172
c	Precio del gas sin tope (€/MWh(g))	MIBGAS 16 de mayo	84,9	90,7	91,2	67,3
d	Precio de referencia del gas para cálculo del subsidio (€/MWh(g))	RDL 10/2022	40,0	41,7	54,0	67,5
e	Valor del subsidio (€/MWh(e))	= $(c-d)/0.54$	81,6	89,2	65,8	0,0
f	Valor del subsidio (k€)	= $b*e$	958.815	1.412.162	954.365	0
g	% demanda en tarifa variable	Estimación	45,0%	60,0%	75,0%	90,0%
h	Recargo por subsidio (€/MWh(e))	= $f/(a+g)$	34,42	39,18	20,95	0,00
i	Precio pool sin subsidio² (€/MWh(e))	= $c/0.5+0.4*90$	205,78	217,46	218,36	170,50
j	Precio pool con subsidio² (€/MWh(e))	= $d/0.5+0.4*90$	116,00	119,33	146,00	171,00
k	Cambio en el precio pool (€/MWh(e))	= $j-i$	-89,78	-98,13	-72,36	0,00
l	Precio pool con subsidio + sobre coste (€/MWh(e))	= $j+h$	150,42	158,51	166,95	170,50
m	Ahorro neto en coste de energía (€/MWh(e))	= $i-l$	54,36	58,95	51,41	0,00
n	% de cambio en coste de energía	= m/i	-26,9%	-27,1%	-23,5%	0,0%

1: La medida termina 31 mayo 2023 pero enseñamos datos de todo el trimestre. De todas maneras, el precio futuro en el MIBGAS está por debajo del precio de referencia en 2023Q2.
2: Suponiendo que ciclo combinado pone el precio directamente o indirectamente en todas las horas.

Fuente: Varios, K4K calcs.

Para los demás consumidores con contratos de precio fijo no habrá ninguna rebaja inmediata. Es posible que haya rebajas cuando renueven sus contratos teniendo en cuenta la caída de precios en el pool causada por esta medida. Pero hay que recordar que entonces estos también contribuirán a cubrir el sobre coste. (Por eso sube el porcentaje de la demanda en tarifa variable en la Tabla 2.)

En el último trimestre el subsidio no tiene efecto ya que el precio futuro en el MIBGAS está por debajo del precio de referencia de gas. En los primeros tres trimestres podemos ver bajadas en el precio del pool muy significativas pero el impacto neto sobre el coste de energía es solamente de entre 51 y 59€/MWh(e), o sea una reducción de un 27% de los niveles sin la aplicación del RDL. Claro que esto ayudará, pero hay que preguntarse si este beneficio relativamente pequeño de verdad vale la pena en capital político e incertidumbre regulatoria.

Exportaciones a Francia

Mientras tanto, si el precio del pool baja en Iberia – ya que Portugal también adoptará exactamente la misma medida (ver Decreto-Lei n.º 33/2022 de 14 de maio, <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/33/2022/05/14/p/dre/pt/html>) – y los usuarios al otro lado de Pirineo siguen pagando un precio más alto, Francia comprará toda la electricidad posible a España. (En otras ocasiones, hemos dicho que para el resto de la UE esta medida no es más que una manera de exportar gas-por-cable (“gas-by-wire” en inglés), una manera de ayudar al resto de Europa a reducir su dependencia del gas Ruso.) Esto ha causado algo de preocupación ya que solo podemos exportar más a Francia si subimos la generación de las Centrales Elegibles en casa y, con esto, el coste del subsidio.

Pero no nos deberíamos preocupar. El RDL 10/2022 deja que el valor adicional de las rentas de congestión netas obtenidas en las subastas mensuales de asignación de capacidad en la interconexión con Francia se pueda usar para minorar este sobre coste. El valor de estas rentas se define por lo que un comercializador en Francia estaría dispuesto a pagar para comprar energía en España para (re)vender en Francia. Esto será igual a la diferencia esperada entre el precio en Francia sin subsidio y el precio en España con subsidio.

Si el precio de gas fuese el mismo en Francia y España y suponiendo que las centrales de gas son similares, el precio de electricidad en Francia sería muy similar al precio en España sin subsidio. Entonces lo más probable es que el valor de esta diferencia sería igual al valor de subsidio. Al cancelar el sobre coste acumulado debido a las exportaciones, el sobre coste a los consumidores vulnerables españoles no se verá afectado.

Sin embargo, si el coste del gas en Francia es más alto que en España entonces el precio de electricidad en Francia sería más alto que el precio en España sin subsidio lo que puede llevar a un superávit que se puede usar para bajar el sobre coste a los clientes cuyos costes de energía están indexados al precio del pool.

Si la diferencia en el precio del gas francés y español fuese de 12,5€/MWh(g) (=TTF 2023Q3-MIBGAS 2023Q3) llevaría a la electricidad francesa a costar 24,9€/MWh(e) (=12,5/0.5) más que la española sin subsidio. El comercializador francés pagaría esta suma de más para acceder a la línea de interconexión. Si las exportaciones trimestrales en 2023Q3 fuesen 6.624GWh (=3GW*2.208 horas baseload), suponiendo un máximo de exportaciones en carga base, se llegarían a recuperar €164 millones extras que se pueden dedicar a reducir el sobre coste en España. Sería suficiente para bajar el sobre coste hasta 5,9€/MWh(e), o sea mejorar el componente de energía en la tarifa de 150,4€/MWh(e) hasta 144,5€/MWh(e) (=150,4-5,9). En los próximos trimestres, como los precios de MIBGAS y TTF se acercan, esta compensación no ayuda mucho. Por lo menos es razonable pensar que los consumidores españoles no van a subsidiar a los consumidores franceses y vice versa.

Una “corrección” para los activos en el Régimen Retributivo Específico

El RDL 6/2022 modificaba el artículo 22 del RDL 413/2014 de forma que el ajuste por desviación del precio de mercado de los años 2023 y posteriores se anulaba. El RDL 10/2022 vuelve a reincorporarlo con un cambio importante: en vez de basar el ajuste en el precio medio anual del mercado diario e intradiario del semiperiodo regulatorio, se usará el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos. Para el año 2023, por ejemplo, los coeficientes de ponderación serán 0,75 para el precio medio anual del mercado diario e intradiario, 0,15 para precio medio del futuro anual, 0,025 para precio medio de los futuros trimestrales, y 0,0 para el precio medio de los futuros mensuales.

No conocemos los pesos para años los 2024 y 2025 excepto que la ponderación de los precios de los mercados de futuros en la cesta de precios “será igual o superior al 50% y 75%, respectivamente” (RDL 10/2022, página 67176). Los valores concretos serán fijados por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con previo acuerdo de la Comisión Delgada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes del 1 de julio del año anterior.

Por Kim Keats Martínez, Director de EKON Strategy Consulting