

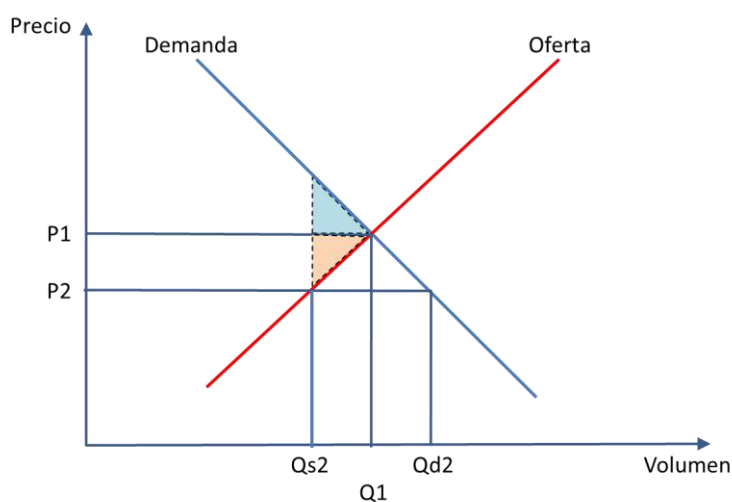


K4K food for thought:

Consecuencias imprevistas en el mercado eléctrico al limitar el precio del gas natural en la Península Ibérica

¿Quién no quiere energía más barata? Desde una perspectiva política, esto es obvio. Como economista, quiero resaltar las ironías de seguir políticas contraproducentes en aras de la igualdad social, lo que da impulso a las intervenciones propuestas por los gobiernos español y portugués en lo que es un mercado eléctrico europeo unificado. Podemos usar el Gráfico 1 a continuación para explicar qué sucede cuando uno limita artificialmente los precios (P_2) por debajo del punto de equilibrio (P_1) donde la demanda y la oferta se igualan (Q_1), generando así dos problemas.

Gráfico 1: Impacto de la limitación de precios



Fuente: K4K

Del lado de la oferta, precios más bajos reducen el incentivo ofertar ($Q_{s2} < Q_1$). En la práctica, esto significa que los centrales con acceso a un suministro flexible pueden reducir sus ofertas de mercado si creen que el coste de oportunidad es más alto que el precio alcanzable de mercado. Esto lo hacen en las horas de precios bajos, por ejemplo, las centrales hidroeléctricas ("HPP") modulables, aquellas que pueden almacenar agua en una represa y determinar en qué horas soltarla. Este tipo de centrales concentran su generación en horas de precios altos. (Sí, esto también conduce a beneficios más altos, pero también reduce el nivel de los precios máximos al dejar inactivas plantas térmicas más caras). Si la intervención del gobierno impone un tope temporal a los precios del mercado, las HPPs podrían no despachar sus reservas existentes hasta que se levanten esas restricciones. Y hoy esto puede enmascarse con la verdadera excusa de que las reservas hidroeléctricas se

encuentran en niveles históricamente bajos. (En España, se sitúan más de un 30% por debajo de la media de 2009/10-2020/21¹).

Mientras tanto, en lugar de reaccionar a los precios más altos reduciendo el consumo, la demanda se mantiene más alta que antes ($Q_{d2} > Q_1$). El resultado es un exceso de demanda (igual a $Q_{d2} - Q_{s2}$). Una cosa es que la gente se queje de tener que pagar por los precios más altos, y otra muy distinta es que lo hagan cuando se queden con menos de lo que están dispuestos a pagar al precio P_2 . ¿Cómo es de inteligente esa política?

Este precio límite tiene un costo social medible, como lo ilustran las áreas sombreadas en la figura anterior. Los economistas se refieren a la suma de estas áreas como una pérdida irreparable de bienestar (“deadweight welfare loss”). Los economistas reconocen el bienestar social como la suma de los excedentes del consumidor y del productor, es decir, el beneficio neto para los consumidores/productores de consumir/ofrecer al precio de equilibrio prevaleciente. (Todo el mundo entiende el concepto de beneficio cuando se aplica a las actividades de una empresa, pero algo similar se puede decir de los consumidores: si estoy dispuesto a pagar 100 por algo que compro por 50, esto se traduce en un excedente del consumidor de 50). Esta pérdida de bienestar social no se puede compensar. Esta es la razón por la que a los economistas sensatos no les gusta el uso de topes de precios y prefieren usar transferencias directas o vales a consumidores vulnerables para resolver las desigualdades sociales. Interferir en los mercados cuando no hay un fallo obvio del mercado (información asimétrica, poder de monopolio o monopsonio, información imperfecta, etc.) significa que terminamos con menos disponible para la redistribución.

Tengan en cuenta que cuanto menos elástica sea la demanda, es decir, menos sensible a los cambios en el precio, mayor será la pérdida de bienestar, ya que una curva de demanda con más pendiente implica que el área sombreada en azul (pérdida de bienestar del consumidor) será mayor que antes. Políticamente hablando, la demanda inelástica es lo que convierte la electricidad en un derecho que el gobierno siente la necesidad de proporcionar a un costo “razonable”. (Incluso si vemos que las curvas de oferta y demanda horarias en el mercado al contado de OMIE muestra que tanto la demanda como la oferta son sensibles al precio. Véase, por ejemplo, <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-supply-curves?scope=daily&date=2022-04-10&hour=4>.) Lo indicado serían soluciones simples para hacer que la demanda sea más sensible a los precios, como invertir en medidas de eficiencia energética y autogeneración. Pero estos no proporcionarán un alivio a corto plazo definido por cronogramas políticos.

Impuesto a las ganancias inesperadas

Con el Real Decreto-ley (“RDL”) 6/2022², que entró en vigor el 31 de marzo de 2022, el gobierno español ha introducido un impuesto sobre beneficios extraordinarios aplicable a centrales que no emiten CO₂. Como medida ejecutiva, un RDL debe tener una fecha de finalización y esta se ha fijado en el 30 de junio de 2022. Se indexará una penalización medida en €/MWh via ventas “merchant” al 90% de la diferencia entre el precio medio diario del gas en el último mes (según lo establecido en MIGBAS) y 20€/MWh(f). Este se ajustará por la eficiencia térmica del ciclo combinado (“CCGT”)

¹ Ver <http://eportal.miteco.gob.es/BoleHWeb/bolehSRV>.

² Ver <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/03/29/6/con>.

(55%) y el número de horas en las que CCGT fija el precio directa o indirectamente (cuando otros CCGT ofrecen precio sombra³). Por tanto, si el precio del gas fuera de 100€/MWh(f) y las ofertas de fijación de precios coincidieran con los costes marginales de CCGT el 100% del tiempo, la penalización sería de 131€/MWh ($=90\%*(100-20)/55%*100\%$).

Quedaran exentas las ventas de energía contratada ejecutadas antes de la entrada en vigor del RDL 6/2022, así como las nuevas ventas contratadas por más de 1 año y a un precio de contrato inferior a 67€/MWh. En caso contrario, se aplicará una pena equivalente al 90% de la diferencia entre el precio de venta contratado y 67€/MWh.

Para los activos fotovoltaicos y eólicos con perfiles de generación predeterminados por el sol y el viento e incluso plantas nucleares de carga base, es poco probable que el impuesto sobre las ganancias imprevistas tenga mucha influencia en su comportamiento en el mercado. No obstante, a día de hoy, 23 de abril de 2022, solo los futuros de carga base en OMIP para CY25 (65,88€/MWh) cotizan por debajo del límite de 67€/MWh, por lo que es probable que este impuesto reduzca la liquidez en los futuros a corto plazo y aumente el uso de instrumentos de cobertura de mayor duración, incluidos los PPA.

Las HPP flexibles pueden sentirse ofendidas. El carácter temporal del RDL 6/2022 significa que aquellos activos con capacidad para almacenar agua durante largos periodos tendrán un incentivo para retener la capacidad hidráulica hasta que se elimine el impuesto (como legalmente es inevitable). Y si se retira la capacidad hidroeléctrica, algo que exploramos en los gráficos a continuación, España tendrá que depender de una mayor participación de CCGT menos eficiente, lo que conducirá a precios más altos.

Subasta dual para aplicar precio tope de gas en el mercado eléctrico spot

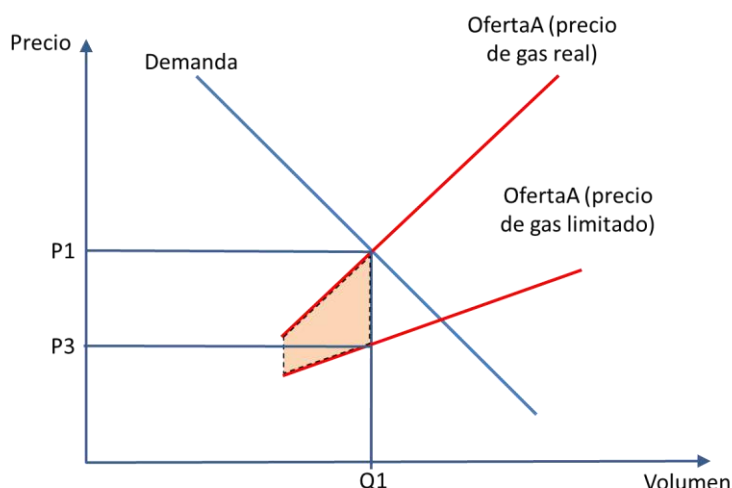
El gobierno español, en particular, también está interesado en intervenir directamente en el mecanismo de casación del mercado europeo (conocido como Euphemia), ya que se basa únicamente en el precio al contado para establecer la tarifa eléctrica para los consumidores vulnerables. Sin cobertura, sin contratos a plazo, sin nada. Esto explica la propuesta conjunta a la Comisión Europea para desarrollar una subasta dual, la primera que funcionaría como hoy, seguida de una segunda en la que el precio del gas se limitaría a un nivel artificialmente bajo, propuesto inicialmente en 30 €/MWh(f).

El Gráfico 2 a continuación ilustra el impacto de reducir el coste de generación limitando el precio del gas natural a las plantas térmicas. El desplazamiento hacia abajo de la curva de oferta refleja la reducción del coste de generación de CCGT aplicada en la segunda subasta. Esto se traduce en una caída del precio (de P1 a P3), el principal objetivo declarado de la política. Sin embargo, alguien debe compensar la diferencia para pagar a los CCGT su coste real de gas, ilustrado por el área

³ RDL 17/2021, Sec. I. Pág. 112397, dice “En las horas en las que el precio marginal no haya sido marcado por una instalación de ciclo combinado... se asumirá que la oferta ha internalizado el precio del gas natural cuando existan ofertas de instalaciones de ciclo combinado en el entorno ($\pm 10\%$) de dicho precio marginal”. RDL 17/2021 (<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/09/14/17/con>) y RDL 23/2021 (<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/10/26/23>) preceden al RDL 6/2022 pero, no obstante, definen algunos de los parámetros de la versión actual del impuesto sobre beneficios extraordinarios.

sombreada. Una de las propuestas actuales tiene a las centrales no emisoras cubriendo este coste como una multa (o subvención cruzada por coste de gas). Otra opción podría ser socializar estos costes haciendo que todos los consumidores compartan este coste. (Tengan en cuenta que en el último caso, los ahorros para los consumidores seguirían siendo significativos ya que el área sombreada es menor que el descuento del precio inicial igual al área $Q1*(P1-P3)$.)

Gráfico 2: Evaluación estática al implementar un precio máximo para el gas natural



Nota: el gráfico no está a escala ya que nos estamos enfocando en el área donde se establecen los precios. Las curvas de oferta mostradas se centran en los activos térmicos afectados por el ajuste del precio del gas. La oferta de centrales no afectadas por el ajuste se ubicarían a la izquierda del área de enfoque.

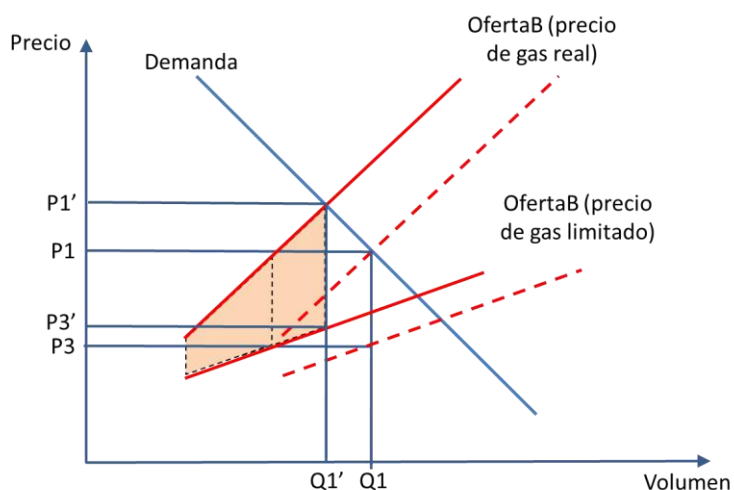
Fuente: K4K

Desde una perspectiva estática, no parece haber pérdida de bienestar social, ya que aparece como una transferencia directa de los productores a los consumidores. Pero esta afirmación es incorrecta. Al igual que con el impuesto a las ganancias inesperadas, las plantas fotovoltaicas, eólicas y nucleares pueden tener poco incentivo y/o flexibilidad para ajustarse a precios de mercado más bajos y la "multa". Pero el tope del precio del gas sería un insulto para las HPP flexibles (y más aún si los centrales que no emiten CO2 tuvieran que pagar la diferencia del precio del gas a los CCGT). La disponibilidad de plantas no emisoras flexibles disminuirá, lo que obligará a despachar más CCGT aumentando el uso de gas. El Gráfico 3 a continuación muestra esto desplazando la curva de oferta hacia la izquierda. Los precios en la primera subasta ahora serían más altos (de P3 a P3') y la demanda más baja (de Q1 a Q1'). Además, los pagos a CCGT aumentarían, como se ve en la franja adicional añadida a un área sombreada.

Tengan en cuenta que la evaluación anterior no supone que los CCGT ajusten sus ofertas de precios hacia arriba, algo que podría suceder con un mayor hueco térmico, un menor efecto de contención de precios por la más baja participación de plantas flexibles no emisoras, y la concentración de dueños de CCGT en España, donde cinco eléctricas poseen el 80% de la capacidad de CCGT en la Península. (Otra razón por la que CCGT puede inflar sus ofertas es para garantizar una diferencia más amplia entre sus ofertas y aquellas de otras centrales que ofrecen a un descuento y así reducir la proporción de horas en las que CCGT fija indirectamente los precios y, por lo tanto, reducir la minoración del impuesto a las ganancias extraordinarias. El mecanismo

reconoce aquellas ofertas casadas por hasta 10% por debajo de las ofertas de los CCGT como equivalentes a CCGT, por el efecto “precio sombra”).

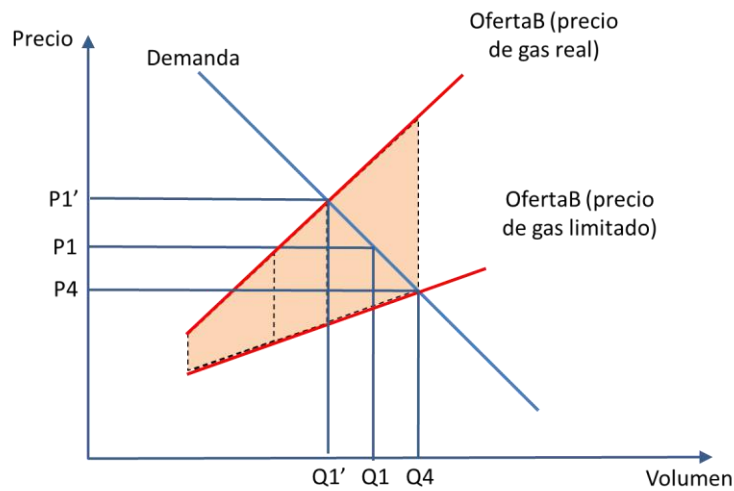
Gráfico 3: Reacción del lado de la oferta al implementar un precio máximo para el gas natural



Fuente: K4K

El Gráfico 3 anterior está incompleto ya que no tiene en cuenta la reacción de los consumidores al precio de compra más bajo. El Gráfico 4 a continuación combina los impactos del lado de la oferta y la demanda de esta propuesta. Siendo la curva de oferta efectiva la más baja, la demanda será más alta que antes (de $Q1$ a $Q4$) y los precios más bajos pero no tan bajos como se había previsto inicialmente (de $P1$ a $P4$, donde $P4 > P3$ o $P3'$). Dado que esta demanda adicional debe ser satisfecha por CCGT, esto aumentará los pagos necesarios para acomodar el coste de gas real. Como se puede ver en el Gráfico 4 a continuación, estas transferencias pueden llegar a ser varias veces su estimación original. En algún momento, estos costes pueden afectar a otros centrales que no emiten CO_2 , no solo a las HPP flexibles, lo que conducirá a un círculo vicioso de menor oferta, más dependencia en los CCGT y pagos adicionales de compensación por el gas. Y por último, la reducción lograda en los costos del consumidor ($P1 \cdot Q1 - P4 \cdot Q4$) puede parecer mucho menor al lado del recargo para compensar a los CCGT si los consumidores tienen que asumir este coste. Una solución sería limitar el suministro a $Q1'$. Pero esto se traduciría al tipo de racionamiento que describimos al inicio de esta nota en el Gráfico 1.

Gráfico 4: Reacción del lado de la oferta y la demanda al implementar un precio máximo para el gas natural



Fuente: K4K

Además, si los participantes del mercado saben que la unidad marginal en el mercado es una CCGT a gas, reinterpretarán las nuevas reglas para permitirles maximizar su rendimiento via escapatorias. Esto puede llevar a cambios de estrategia en los mercados intradiarios o de servicios de balance. En el caso del mercado intradiario, nos podemos imaginar una CCGT programada en el mercado diario que decide “recomprar” esa energía en el mercado intradiario a las HPP flexibles. Tal como están las cosas, el CCGT pagará el gas al costo real, por lo que estará feliz de volver a comprar energía con un descuento sobre su coste real (capturando así un margen sin ser despachado). De esta manera, la táctica de retención de capacidad de las plantas flexibles no emisoras discutida anteriormente se vería menos, ya que podrán vender energía a un precio mucho más cercano a su costo de oportunidad real. Pero, ¿y si el gobierno interviene para limitar los precios también en el mercado intradiario? Los propietarios de capacidad flexible podrían centrar su atención en los servicios de balance, que serían mucho más difíciles de vigilar. No está claro si este tipo de reacciones imprevistas se han tenido en cuenta en la evaluación del gobierno.

Dadas las posibles implicaciones de la propuesta de limitar los precios del gas en el mercado spot de Iberia, sorprende que no se haya publicado ninguna evaluación cuantitativa. Tampoco se ha ofrecido ninguna evaluación teórica basada en fundamentos económicos. Esta nota proporciona un marco para ayudar a comprender las consecuencias imprevistas de esta propuesta. La conclusión es que la visión simplista del gobierno español sobre el evidente éxito de esta política no refleja los resultados más probables. Cuando uno interfiere en los mercados y cambia las reglas, los participantes del mercado se adaptan a las nuevas reglas, lo que genera consecuencias no deseadas que, en este caso, socavarán los objetivos declarados de la iniciativa. Y todo ello porque el Gobierno español quiere ocultar que fue negligente al no cubrir su obligación con los consumidores vulnerables con las herramientas disponibles en el propio mercado, la más básica de las normas a las que deben ceñirse todo comercializador de electricidad si no quiere terminar en la bancarrota.

Mr. Kim Keats

Madrid, 23 abril 2022.