

Fedea Policy Papers - 2021/10

**Una nota sobre las nuevas medidas de choque
para bajar el precio de la electricidad**

Diego Rodríguez Rodríguez
(Universidad Complutense y Fedea)

Octubre de 2021

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de FEDEA.

Una nota sobre las nuevas medidas de choque para bajar el precio de la electricidad

Diego Rodríguez Rodríguez

(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)

1. Introducción

En el reciente trabajo de Rodríguez (2021) se realiza un análisis detallado de la naturaleza y evolución previsible de las distintas partidas de gasto que afectan a la factura del consumidor de electricidad y se introducen algunas cuestiones básicas sobre el funcionamiento del mercado eléctrico. En ese análisis se van insertando las principales medidas que, hasta ese momento, habían sido propuestas por el Gobierno para tratar de reducir el crecimiento de la factura eléctrica. Posteriormente a la publicación de ese trabajo, en el BOE del 15 de septiembre, se publicó el *Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad* (en adelante RDL). El objetivo de esta nota es completar el trabajo previo, describiendo y analizando las dos medidas más polémicas adoptadas en dicho RDL: la minoración de ingresos asociados al precio del gas y el establecimiento de nuevas subastas de energía a plazo¹. Como la primera de esas medidas conecta con el *Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico* (PL-CO₂ en adelante), en esta nota se introducen también diversas consideraciones sobre esa propuesta que complementan a las ya recogidas en el trabajo citado.

2. La minoración de ingresos asociados al precio del gas y del CO₂

2.1 Descripción de las medidas

La minoración asociada al precio del CO₂

En agosto de 2021, tras recibir los informes preceptivos de la CNMC y el Consejo de Estado, comenzó la tramitación parlamentaria del PL-CO₂. El mecanismo propuesto minorará la retribución de algunas instalaciones no emisoras (fundamentalmente nucleares e hidráulicas), reduciendo los ingresos adicionales ligados a la internalización del coste de los derechos de emisión de CO₂ en los precios del mercado mayorista, el llamado “*dividendo del CO₂*”. La minoración no afecta a la totalidad del dividendo, sino al que se produce cuando el precio del derecho de emisión supera el valor medio observado desde 2017 hasta el momento de redacción del PL-CO₂, que ha sido de 20,67 €/tCO₂. Asimismo, se establece un factor de ajuste que permite a las centrales afectadas retener un 10% del *dividendo* obtenido, con el objeto de no eliminar totalmente los incentivos a las mejoras de eficiencia de las centrales.

¹ En el RDL se incluyen otras medidas, como las encaminadas a ampliar la protección a consumidores vulnerables, con un suministro mínimo durante un periodo adicional en el caso de impagos de facturas, la reducción temporal del Impuesto especial sobre la electricidad o la limitación del impacto del crecimiento del precio del gas sobre la tarifa regulada (tarifa de último recurso). Estas medidas, aunque relevantes, no han sido objeto de tanta polémica.

Los sujetos afectados son todos aquellos generadores de electricidad que no emiten CO₂, con potencia neta instalada superior a 10 MW, que entraron en el mercado antes del 25 de octubre de 2003. En la práctica, se trata de los siete grupos nucleares, gran parte de las instalaciones de hidráulica/bombeo y la parte de las eólicas que ya había comenzado a operar antes de ese momento.

Están exentas las instalaciones de producción con origen renovable que se instalaron antes de octubre de 2003 y tengan reconocido un marco retributivo. A ese respecto debe tenerse en cuenta que la retribución regulada de las renovables trata de garantizar una rentabilidad razonable (art. 14.4 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico), para lo que se fijan una serie de parámetros. Este sistema de aseguramiento de una rentabilidad razonable conduce a que, si se les detrajera ingresos a esas instalaciones por el *dividendo del CO₂* por la vía de un menor precio de mercado percibido, habría que compensarles con una mayor retribución regulada, retribución que forma parte de los costes del sistema asociados a los cargos². En el momento en que dejen de recibir esa retribución sí serían sujetos afectados. En concreto, dado que la vida útil regulatoria para la generación eólica es de veinte años, la mayor parte de los 6.202 MW eólicos instalados a finales de 2003 ya han salido del marco retributivo específico de las renovables, o lo harán en los próximos dos años. En cualquier caso, estas instalaciones no estarían sujetas a la minoración si su potencia neta instalada fuera inferior a 10 MW, situación relativamente frecuente por la pequeña potencia de las primeras instalaciones.

El cálculo de cuál puede ser el importe total de la minoración de ingresos depende, entre otros factores, del porcentaje de horas mensuales³ en las que las centrales de ciclo combinado han marcado el precio marginal en el mercado diario, teniendo en cuenta que aquí se incluyen las situaciones en las que hay ofertas de ciclos en el entorno del $\pm 10\%$ del precio de casación.

Un cálculo sencillo permite obtener una estimación muy aproximada. Supóngase que el precio medio mensual del CO₂ es 60,67 €/tCO₂ (valor próximo al valor medio del mes de septiembre de 2021, que fue de 61,02 €/tCO₂), con lo que habría 40 €/tCO₂ de diferencia con respecto al precio suelo o de referencia (20,67 €/tCO₂) que se detraerán en un 90% de los ingresos de los productores. El importe total de la minoración dependerá también del factor de emisión de la tecnología marginal emisora (0,37 tCO₂/MWh en el caso del ciclo) y del porcentaje de horas en las que la tecnología del productor marginal emite CO₂. Si, por ejemplo, estas son el 70% de las horas de cada mes, y teniendo en cuenta el volumen total de generación afectada en el año (fundamentalmente la hidráulica y nuclear), la minoración de ingresos puede situarse en 800 millones de euros anuales⁴. Naturalmente, además, de la generación (muy variable entre años en el caso de la hidráulica), ese cálculo está muy afectado por el precio del CO₂, que será creciente con el tiempo por la intensificación del compromiso de descarbonización de la Unión

² Cuestión distinta es que, como se señalará posteriormente, el precio de mercado estimado esté fuertemente sobrevalorado con respecto al precio real.

³ El cálculo de la cuantía a minorar contempla valores mensuales.

⁴ Se asume una generación afectada de 86.057 GWh, resultado de sumar la generación en 2020 de nuclear (55.757 GWh), bombeo (2.748 GWh) y el 90% de la hidráulica (27.552 GWh). Esta última es el 90% del total, pues se asume que un 10% proviene de instalaciones de menos de 10 MW de potencia instalada, que están exentas. No se ha incluido generación eólica, que no debe ser sustancial. La multiplicación de la generación afectada por 40 €/tCO₂, por un factor medio de emisión de 0,259 tCO₂/MWh (= 0,37 tCO₂/MWh x 0,70) y por 0,9 (parámetro de modulación de la minoración) ofrece un resultado de 802,4 millones de euros.

Europea, y por el cálculo del porcentaje de horas marginales “emisoras”, que debería reducirse con el tiempo.

Las rentas obtenidas por esa minoración de ingresos a empresas generadoras se transferirán al sistema de ingresos del sector eléctrico, destinándose prioritariamente al pago de los mecanismos de capacidad⁵, y en la cuantía sobrante, al Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, que se encuentra también en fase de Proyecto de Ley. Este mecanismo de minoración tendrá carácter permanente.

La minoración asociada al precio del gas

A la minoración de ingresos por el traslado a los precios del mercado del precio del CO₂ se ha añadido en el RDL una minoración adicional, asociada en este caso a los precios del gas natural. El mecanismo es similar al del dividendo del CO₂, si bien se plantea con carácter provisional pues se extiende desde la entrada en vigor del RDL (16 de septiembre de 2021) hasta el 31 de marzo de 2022. En este caso, el ingreso a minorar es el asociado a la transmisión al precio de la electricidad de los precios del gas natural superiores a un determinado nivel o suelo de precio de gas, que se sitúa en 20 €/MWh. Como en el caso del dividendo del CO₂, se aplica también un mecanismo de ajuste que le permite al generador retener un 10% de la diferencia entre el precio de gas en el mercado diario ibérico de gas (MIBGAS) y el precio suelo establecido. El cálculo del factor medio de internalización (que es el equivalente al factor medio de emisión en el caso de la minoración por CO₂) utiliza el rendimiento medio de una central de ciclo combinado (que se sitúa en 0,55)⁶ y, de nuevo, se utiliza una banda de $\pm 10\%$ del precio de casación para determinar si la oferta casada ha internalizado el precio de un central de ciclo combinado⁷.

La minoración de ingresos afecta a las centrales inframarginales y no emisoras de CO₂, excluyéndose las situadas en territorio no peninsular, las que tienen una potencia neta inferior a 10 MW y las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos que reciben retribución específica. En términos prácticos, y por lo que se refiere a las instalaciones renovables no emisoras (eólicas y solares), esta exención se aplica a dos grupos de instalaciones. En primer lugar, a las instalaciones “históricas”, esto es, a aquellas instaladas antes de 2013 que aún reciben retribución específica regulada, por el mismo argumento que el explicado anteriormente para el caso del *dividendo del CO₂*. Esto implica la totalidad de la generación con origen solar (fotovoltaicas y termosolares) instaladas antes de ese año, más una parte

⁵ Como se señaló en Rodríguez (2021), no existe en el PL-CO₂ una justificación de por qué se produce esa asignación a los pagos por capacidad, que retribuyen la disponibilidad de algunas centrales térmicas u otras tecnologías para proporcionar energía en todo momento (potencia firme) al operador del sistema. Estos pagos van a ser modificados cuando entre en funcionamiento el nuevo sistema de mecanismos de capacidad, estando prevista en el art. 28 de la propuesta de Orden por la que se crea un mercado de capacidad un mecanismo de financiación específico a través de precios unitarios pagados por todos los consumidores.

⁶ Es decir, que para producir un MWh de electricidad se necesitan consumir 1,82 MWh (inversa de 0,55) de gas.

⁷ Como en el caso de la minoración por el dividendo del CO₂, se establecen diversas reglas de cálculo para tener en cuenta distintas circunstancias como la existencia de ofertas complejas por parte de los ciclos combinados. Las ofertas complejas incorporan condiciones adicionales al precio/cantidad de energía en el proceso de casación.

significativa de la de origen eólico pues, como ya se señaló, parte de la generación eólica “histórica” ha finalizado su vida útil regulatoria. Las instalaciones de cogeneración, las de biomasa y las de tratamiento de residuos también están excluidas ya que siguen percibiendo retribución regulada y son emisoras.

En segundo lugar, la exención también se aplica a una parte de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas que han entrado en operación desde 2013 y que lo han hecho siendo adjudicatarias de las tres subastas de asignación del régimen retributivo específico que se celebraron en 2016 y 2017. Esas instalaciones, aunque no han recibido de momento ninguna retribución del sistema, están inscritas en el registro de dicho régimen y, por tanto, están excluidas de la minoración⁸. Sin embargo, a las instalaciones que también han entrado después de 2013 pero sin estar apoyadas en un régimen de retribución específico vía subastas sí se les aplica, en principio, la minoración de ingresos. El matiz “en principio” se deriva de la energía considerada para el cálculo de la minoración, aspecto que ha generado muchas dudas y controversia.

El RDL indica explícitamente que, para las instalaciones afectadas, la minoración se producirá “con independencia de la modalidad de contratación utilizada” (art.6). Sin embargo, también señala (art.4) que la minoración sólo aplica “en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por estas instalaciones como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales”. En una nota aclaratoria posterior que el Ministerio colgó en su web⁹ como respuesta a una consulta del Operador del Sistema (pues es este el encargado del cálculo de la minoración, su liquidación y pago) se señala que ello implica que está exenta la energía a) cubierta por algún instrumento de contratación a plazo, con entrega física o con liquidación financiera¹⁰ (y con fecha anterior al de la entrada en vigor del RDL), siempre que b) esa contratación a plazo se haya hecho a precio fijo y c) no haya implicado un contrato entre un generador y un comercializador del mismo grupo empresarial.

Es importante señalar que los contratos a plazo son contratos entre partes que no son conocidos *ex ante* por el Operador del Sistema, de modo que éste desconoce la energía que debería estar exenta de la minoración. Por eso, la misma nota aclaratoria introduce un sistema de declaración responsable por parte de las empresas para que informen al Operador del Sistema sobre todos esos contratos, aunque sería la CNMC la encargada última de la verificación de esa información.

El cálculo de la minoración es mucho más incierto en este caso que en el caso de la minoración del CO₂, dado que depende de información no disponible a priori. El Gobierno ha declarado que espera obtener 2.600 millones de euros en los seis meses y medio en los que estaría vigente esta medida. Es altamente probable que esa estimación se quede corta y la recaudación obtenida sea superior. Por un lado, los precios del gas están marcando actualmente, y marcan para el resto del año, precios superiores a 100 €/MWh. Para el primer

⁸ En lo que llevamos de 2021, un 56% de los MWh producidos por fotovoltaicas (40% en eólica) no han recibido retribución (porque van solo a mercado o porque no se ha activado esa retribución).

⁹ El documento figuraba en https://www.miteco.gob.es/es/respuestaalaconsultaos_tcm30-530860.PDF

¹⁰ La nota incluye también una aclaración de cómo se computa la energía exenta en el caso de contratos financieros a plazo.

trimestre del año 2022 marcan ya precios superiores a 70 €/MWh, por lo que una previsión conservadora sugiere precios medios para el semestre afectado de 80 €/MWh. Por otro lado, la continuidad de altos precios en el mercado indica claramente que las centrales de ciclo combinado marcan directamente o indirectamente el precio de casación. De ese modo, una previsión conservadora es que el 80% de las horas estén marcadas en este semestre por los ciclos combinados. Si se supone que la energía afectada es solo la generada por las centrales nucleares e hidráulicas en 2019:Q4 y 2020:Q1, un factor de internalización del precio del gas de 0,6875 (resultante de dividir el rendimiento medio de un ciclo por un 80% de horas en las que el ciclo marca el precio marginal, esto es, $0,55/0,8$), y tras aplicar el mecanismo de ajuste que reduce un 10% la cuantía de la minoración, se obtienen unos ingresos cercanos a 3.600 millones de euros para un periodo de seis meses¹¹.

La minoración de ingresos asociada al precio del gas ha entrado ya en vigor desde el momento de publicación del RDL. Los ingresos obtenidos se destinan a cubrir los cargos del sistema eléctrico, para lo que se han actualizado con carácter extraordinario los cargos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2021. La reducción efectuada en esa partida es sustancial. Por ejemplo, la reducción de cargos para un consumidor doméstico, que es del 96,09%, supondría una reducción de la factura eléctrica, desde el 15 de septiembre hasta el final de año¹², de 45 €; esto es, aproximadamente 13 €/mes.

2.2 Discusión y valoración sobre las medidas de minoración de ingresos

La discusión sobre la minoración de ingresos, tanto en lo relativo al precio del CO₂ como al precio del gas, se ordena por asuntos, referidos a la justificación de las medidas, el establecimiento de precios de referencia o suelo, la discusión sobre los contratos a plazo, las señales que esta intervención emite y, por último, algunas reflexiones sobre el carácter transitorio y la proporcionalidad de las medidas.

Justificación de las medidas

Las justificaciones de ambas medidas de minoración se han desarrollado de modo muy distinto. En la exposición de motivos del PL-CO₂ se argumenta que algunas centrales no emisoras reciben el precio que las centrales emisoras internalizan en el precio, sin que esos ingresos pudieran ser tenidos en cuenta por los propietarios de esas centrales cuando tomaron su decisión de invertir. La razón es que la inversión se produjo con anterioridad a la aprobación del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión, esto es antes de octubre de 2003. Por tanto, se considera que están recibiendo un ingreso del sistema mayor al que podrían

¹¹ En concreto, la cuantía a minorar sería $(46.140 \text{ GWh} \times 0,9 \times (80 \text{ €/MWh} - 20 \text{ €/MWh})) / (0,55/0,8) = 3.624$ millones de euros. La generación nuclear en el semestre 2020:Q4-2021:Q1 ascendió a 28.830 GWh, y la hidráulica con bombeo fue de 21.638 GWh, suponiéndose en este caso que el 80% de esta última está sujeta a minoración (pues son meses con mayor producción de pequeñas centrales hidráulicas no gestionables y no sujetas a minoración). No se ha incluido generación eólica.

¹² Se supone un consumidor con 4,5 kW de potencia, en cuyo caso el ahorro es de 9,54 € en el término de potencia (en 105 días). Se supone también un consumo anual de 3.500 kWh (950, 900 y 1650 en horario punta, llano y valle, respectivamente), distribuido linealmente en todos los meses, lo que permite un ahorro de cargos en el término de energía igual a 35,44 € (en 105 días). El total ahorrado sería pues de 44,98 €.

prever y que, por tanto, cabe intervenir retirando parte del mismo. Se señala también la necesidad de un reparto equitativo de renta entre productores y consumidores como una de las causas que justifican la necesidad de actuar sobre ese dividendo.

La discusión sobre si es gravable el sobre-ingreso asociado a la transmisión a precios de los derechos de emisión CO₂ cuenta con el precedente de la minoración de ingresos que ya se efectuó a las instalaciones marginales no emisoras entre 2006 y 2009. En ese caso se trataba de la detracción de mayores ingresos derivados de la asignación gratuita de derechos de emisión que se efectuaba en esos años (dicha asignación gratuita desapareció posteriormente), pero el Tribunal Supremo ya dictó resolución favorable tras plantear una cuestión prejudicial al Tribunal de Justicia de la Unión Europea sobre si la detracción del sobreprecio consecutivo a la internalización de los derechos de emisión era compatible con la Directiva de Emisiones (Directiva 2003/87/CE)¹³. En concreto, el RDL 11/2007 regulaba la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica "como consecuencia del mayor ingreso obtenido por la incorporación a los precios del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente", una minoración que se extendía tanto a las instalaciones asignatarias como a las no asignatarias de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Las cuantías detraídas, en cualquier caso, eran significativamente menores a las que se derivarán de la aplicación del PL-CO₂.

En el caso de la minoración de ingresos asociada al precio del gas, introducida en el RDL, no hay una justificación basada en la imposibilidad de haber previsto el efecto positivo del aumento del precio del gas sobre la rentabilidad de la inversión inicial. La razón es que se trata de un combustible fósil que, como otros combustibles, se incorpora en el proceso de producción de generadores térmicos sin que sea posible alegar un efecto no previsto por algún cambio regulatorio. En este caso, por lo tanto, la justificación de la necesidad de la medida gravita totalmente sobre la necesidad de compartir esfuerzos entre las empresas generadoras y los consumidores de energía en un momento de elevados precios de la electricidad en los mercados mayoristas, con su indudable repercusión sobre la factura final.

En este caso de minoración de ingresos asociada al precio del gas, no hay un precedente regulatorio ni, evidentemente, un apoyo en una resolución judicial favorable. Se puede alegar que el efecto de ambos precios (el del CO₂ y el del gas) es análogo: un sobre ingreso para las tecnologías no emisoras derivado del carácter marginalista del mercado y del hecho de que la tecnología que marca el precio marginal sea, con alta frecuencia, la de ciclos combinados, que usa gas y derechos de emisión de CO₂. Sin embargo, en el caso de la minoración asociada al precio del gas se trata de una intervención sólo justificable desde un principio de reparto de cargas o de equidad pues, como se ha señalado, no cabe argumentar una situación regulatoria "inesperada".

¹³ El TJUE dictó sentencia el 17 de octubre de 2013 declarando que la Directiva de emisiones no se opone a la aplicación de unas medidas legislativas nacionales cuyo objeto y efecto es minorar la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe en que esa retribución ha aumentado como consecuencia de la internalización del valor de los derechos de emisión asignados gratuitamente en el precio de las ofertas de venta en el mercado mayorista de la electricidad. Cuestión distinta fue la forma exacta en la que eso se llevaba a cabo, que originó la anulación judicial de una Orden Ministerial y, posteriormente, el recálculo de la aportación por parte de la CNMC.

Precios suelo

Las dos minoraciones detraen ingresos asociados a un mayor precio (del CO₂ o del gas) sobre un precio de referencia o precio suelo. En el caso de la minoración del CO₂, ese precio suelo es la media de la cotización de los derechos de emisión entre 2017 y el momento de presentación del PL-CO₂, lo que resulta en un valor de 20,67 €/tCO₂. Se señala que con este suelo se respeta *“de manera escrupulosa las expectativas de ingresos que los titulares de las centrales afectadas por la minoración hayan podido trasladar a sus decisiones empresariales y de inversión hasta la fecha, garantizando de esta forma que el impacto de la medida se limita a los ingresos sobrevenidos y no esperables de manera razonable provocados por la escalada de precios del CO₂.”*

Esta es una afirmación cuestionable. Lo cierto es que la decisión relevante tomada por cada uno de los titulares de las centrales nucleares en los últimos años ha consistido en la solicitud de la renovación de la autorización para la operación de esas centrales, solicitud que se realiza ante el Consejo de Seguridad Nuclear. Con ese fin, en enero de 2019 se firmó un Protocolo de Intenciones entre la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos (ENRESA) y los propietarios de las centrales, acuerdo auspiciado por el Ministerio de Transición Ecológica, para un cierre ordenado y escalonado de las centrales y de modificación al alza de los pagos efectuados a ENRESA para el desmantelamiento nuclear¹⁴. Conforme a ese acuerdo y las fechas de expiración de las autorizaciones vigentes, la primera central en solicitar esa autorización fue la central nuclear de Almaraz en marzo de 2019¹⁵, seguida por el resto de centrales.

Sin embargo, en la valoración económica que los propietarios de las centrales efectuarían con vistas al acuerdo, estos no utilizarían el precio del CO₂ vigente en ese momento ni el precio medio observado en los años anteriores, sino la expectativa de precios del CO₂ para el periodo previsto de funcionamiento de las centrales que, según el calendario de cese de explotación acordado, se situaría en un periodo comprendido entre 2027 y 2035. Dicho de otro modo, su expectativa de ingreso futuro no se basaría en un precio actual o pasado, sino en precios futuros. En enero de 2019, que es cuando se alcanzó el citado acuerdo, no había una expectativa de precios de futuro para los derechos de emisión de CO₂ de 20,67 €/tCO₂. De hecho, el propio Ministerio de Transición Ecológica, en el primer borrador del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) de febrero de 2019, en el que ya incorporaba el acuerdo de cierre ordenado alcanzado pocos días antes, utilizaba un precio para 2030 de 34,7 €/tCO₂, pues eran estos los valores recomendados por la Comisión Europea. No parece coherente que la Comisión Europea tenga unas determinadas expectativas, que aplica el Ministerio a su propuesta de hoja de ruta para 2030, pero no se considere que las empresas van a asumir esa expectativa en su toma de decisión.

En el caso de la minoración de los precios del gas, el suelo de 20 €/MWh se corresponde, aproximadamente, con el precio medio de MIBGAS previo a la escalada experimentada este año. Se trata de un suelo que trata de absorber toda la ganancia derivada de un mayor precio del gas, salvo el factor de ajuste del 10% que deja una parte de los ingresos para la instalación.

¹⁴ Desde el 1 de enero de 2020 el tipo unitario se incrementó a 7,98 €/MWh, frente a 6,69 €/MWh vigente desde comienzos de 2010.

¹⁵ En el BOE de 6 de agosto de 2020 se publica la Orden de renovación de la autorización de explotación correspondiente.

Como se ha señalado, los precios actuales y de futuro para el periodo previsto de seis meses de aplicación de este mecanismo de minoración sugieren, en un contexto conservador, que el precio medio del gas puede situarse en 80 €/MWh.

Contratos a plazo

Tal vez el asunto en que más ha traslucido la rapidez con la que se redactó el RDL y los problemas derivados de la falta de informe previo por parte de la CNMC y el Consejo de Estado tiene que ver con el cómputo de la energía cuyos ingresos deben ser minorados, cuando parte de esa energía no recibe los ingresos del mercado mayorista diario sino que ha sido comercializada previamente mediante una contratación a plazo con otro precio.

En la exposición de motivos del RDL (y en el art. 6) se indica claramente que la retribución a minorar se corresponde con la cantidad total de energía producida “y con independencia de la modalidad de contratación utilizada. Es decir, también se minorará la energía vendida fuera del mercado diario, a través de contratos bilaterales, ya que toda ella está internalizando el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario, donde existe la internalización del coste del gas natural.”

Es cierto que cuando se negocia un contrato bilateral se internaliza en el precio del contrato la alternativa consistente en la expectativa de ingreso que se obtendría mediante la venta en el mercado diario. Lo que ocurre es que esa expectativa de ingreso cambia si una regulación no esperada le obliga a transferir una renta que depende de su energía producida. En este contexto, el generador no ha podido predecir e internalizar en el contrato a plazo el nuevo marco de minoración de renta basado en la energía producida, quedando encerrado en esa relación contractual a plazo.

Entre los sujetos inicialmente afectados por la regulación del RDL parecían estar las nuevas instalaciones renovables cuya entrada se ha apoyado en la firma de contratos de venta de energía a largo plazo, denominados PPA (*Power Purchase Agreements*), mediante los cuales esas instalaciones venden su energía de modo bilateral a clientes corporativos. Estos contratos suelen tener un precio fijo, que es el que realmente recibe el generador eléctrico. El mecanismo de minoración de ingresos asume que la energía generada por esa instalación recibe el precio de casación, por lo que a ese productor se le minora el ingreso del mismo modo que se hace para una empresa que efectivamente recibe el precio de casación. Es evidente que, si por cada MWh que produce esa instalación, se le retiran unos ingresos que no tiene, el incentivo es a parar su funcionamiento (o retrasar su entrada en funcionamiento) mientras dure este mecanismo. En realidad, la norma legal obliga a las empresas generadoras a presentar ofertas por la energía no comprometida en el contrato bilateral físico. Por eso, podrían terminar presentando ofertas que internalizaran el impacto de la minoración y les sacase del mercado, si el precio de casación en este fuese bajo.

La nota aclaratoria muestra que la intención del Ministerio era gravar parte de la energía con contratación bilateral, pero no toda ella. En dicha nota se hace una distinción, que no figura en el RDL, entre la energía asociada a la contratación a plazo efectuada con empresas comercializadoras del mismo grupo (que estaría afectada por la minoración de retribución) y la efectuada con empresas comercializadoras no pertenecientes al mismo grupo (que, si cumple otros requisitos, no estaría afectada por la minoración).

El tratamiento asimétrico de agentes no es infrecuente en la regulación de mercados. Por ejemplo, como se verá con posterioridad, está presente en la medida de subastas coercitivas a largo plazo que también introduce el RDL. Sin embargo, el tratamiento asimétrico debe fundamentarse en la distinta posición competitiva de los agentes, que justifica reglas diferenciadas cuando hay una posición de dominancia por parte de algunos agentes. En este caso, el distinto tratamiento en la minoración de ingresos entre unos agentes y otros no se ha justificado en una distinta posición competitiva, ni en ninguna otra razón, por lo que podría argumentarse que se trata de un tratamiento discriminatorio.

Un ejemplo numérico sencillo permite ver el impacto de esta medida. Por ejemplo, supóngase una central nuclear que haya vendido en bilateral a 50 €/MWh, internalizando una expectativa de precio medio de mercado de 55 €/MWh. El contrato a largo plazo le asegura recibir ese precio de 50 €/MWh aunque se equivoque y el mercado marque 45 €/MWh. Si el precio de gas se sitúa en 80 €/MWh, la minoración de rentas a esa instalación puede ser de 78,5 € por cada MWh que genera¹⁶ cuando, recuérdese, en este ejemplo vende a 50 €/MWh. Parece lógico pensar que el sujeto pasivo de esa extracción es el equivocado, ya que es el comercializador el que está sacando ventaja de ese contrato al tener una energía comprada muy por debajo del precio de mercado. A su vez, el comercializador podría haber trasladado ese precio a sus clientes finales. Esto introduce, además, un fuerte incentivo en el comercializador del grupo integrado para modificar lo más rápidamente posible el contrato con sus clientes, aunque tenga asegurada una energía a un precio muy inferior al de mercado, para compensar intra-grupo la pérdida sufrida por el funcionamiento de la central nuclear. De hecho, como es ampliamente conocido, ya se está produciendo la modificación de contratos a consumidores finales, con el consiguiente aumento de costes en estos últimos, especialmente preocupante en el caso de la industria electrointensiva.

Esta situación debería haber sido contemplada con más profundidad y detenimiento en la regulación efectuada por el RDL. La tramitación por esa vía excluyó los informes previos de la CNMC y el Consejo de Estado, que hubiesen alertado de algunas consecuencias probablemente no previstas o no suficientemente reflexionadas. Por supuesto, el hecho insólito de que se complete un RDL con una nota aclaratoria no favorece la seguridad jurídica.

Señales emitidas por la regulación

La minoración de ingresos asociada a los precios del gas, que tiene carácter transitorio, va a distorsionar las actuaciones de algunos generadores. Lo hará en el caso de productores renovables eólicos y fotovoltaicos con contratos a plazo en la medida en que sean sujetos pasivos de la minoración y traten de internalizar en su oferta el sobrecoste derivado de la minoración de un precio que no cobran. En ese caso, se daría el resultado paradójico de que el generador renovable puede no ser casado, siendo desplazado por fuentes de generación que, en ausencia de la intervención, resultarían más costosas. Eso es lo que parece que ya ha ocurrido cuando los precios del mercado español han marcado precios puntualmente bajos, como en el domingo 3 de octubre.

¹⁶ Siguiendo la nota a pie 6, se asume un precio de gas de 80 €/MWh y que los ciclos marcan (directa o indirectamente) el precio de casación en el 80% de las horas. En ese caso la minoración por MWh = $[(80 - 20) \times 0,9] / (0,55 / 0,8) = 78,5 \text{ €}$

En el caso de la generación hidráulica los productores cuentan, además, con la ventaja del almacenamiento. En este caso, hay un fuerte incentivo a desplazar generación desde los meses con minoración (hasta marzo de 2022) a un momento posterior. Si eso fuese así, como en el caso anterior, se produciría la paradoja de que se generaría menos en los meses en los que se prevén mayores precios porque el coste de oportunidad de generar electricidad no solo integraría el precio futuro de mercado sino el hecho de que ese precio futuro no estaría afectado por la minoración.

Más incierto es si la regulación propuesta también puede afectar a la toma de decisiones de largo plazo. Ciertamente, se puede argumentar que su carácter transitorio no debería producir efectos de largo plazo, pero en la realidad es difícil conocer a priori cómo van a contemplar los agentes esta decisión de minoración y como va a afectar, entre otras, a sus decisiones de entrada o de inversión en innovación. Por ejemplo, el hecho de que las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en las subastas previas estén protegidas de la minoración puede reducir los incentivos de entrada de nueva generación renovable a mercado, lo que terminaría afectando a las posibilidades de lograr el aumento deseado, y previsto en el PNIEC, de generación renovable en los próximos años.

Proporcionalidad y transitoriedad de la intervención regulatoria

Ya se indicó en Rodríguez (2021) que la discusión sobre la extracción y transferencia de rentas, en este caso desde los generadores a los consumidores de electricidad, es un asunto siempre polémico que cae en el ámbito de decisión social. Evidentemente, esa extracción debe estar plenamente justificada, ser necesaria, proporcional y no discriminatoria. Hay dudas razonables de que la configuración exacta de las medidas de minoración de ingresos planteadas sea proporcional y no discriminatoria.

En un sentido más amplio, podría discutirse si nos encontramos ante una intervención regulatoria o son instrumentos más propios de una intervención fiscal, en la medida en que implican una extracción de rentas de unos agentes (a los que se minora su renta por su participación en el mercado de generación) y su transferencia a otros (que abonan menores cargos y, por tanto, mejoran en su posición de renta neta del gasto eléctrico). Si así fuera, se podría argumentar en favor de un principio de equidad. Pero también en el ámbito fiscal es necesaria la aplicación de un principio de proporcionalidad en las actuaciones. La discusión sobre la conculcación o no de ese principio, junto a otras cuestiones como el posible trato discriminatorio, probablemente se dilucidará en los tribunales. Por ello, como en cualquier otra norma, es muy importante la fundamentación jurídica y técnica de la regulación propuesta, evitando trasladar un problema actual a los costes futuros del sistema eléctrico, circunstancia que se produciría si eventualmente fuese invalidada dentro de algunos años.

En cualquier caso, es destacable que ninguno de los instrumentos regulatorios más recientes, y más polémicos, hayan sido contemplados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), pese a que su publicación es de marzo de 2021 y a que en él se detallan múltiples medidas y mecanismos de actuación en desarrollo y previstos para los próximos años. En ese sentido, ni el Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (en tramitación parlamentaria), ni el PL-CO2, ni las medidas contempladas en el RDL (pese a que algunas tienen carácter estructural) se incluyen en el PNIEC.

Por último, cabe señalar que una regulación con medidas cortoplacistas y transitorias no ofrece un marco de predictibilidad a los agentes intervinientes. En realidad, tanto la suspensión temporal del impuesto de generación y del impuesto especial sobre la electricidad como el propio mecanismo temporal de minoración de ingresos por el precio del gas, con reducción temporal de los cargos, acentúa una tendencia a una regulación de corto plazo que no aborda los problemas de largo plazo. Además, una regulación transitoria abre siempre la duda de en qué medida podría ser prorrogada o volver a ser recuperada en el futuro. Por ejemplo, si en el invierno de 2022 los precios del gas vuelven a marcar niveles altos, aunque no fueran tan altos como en el invierno de 2021, ¿podría volver a aplicarse?

Este marco de transitoriedad introduce también fuertes incertidumbres y dificultades para poder evaluar la evolución del equilibrio de ingresos y pagos en el sistema eléctrico. Prácticamente todas las partidas relevantes de ingresos distintos a los peajes que la CNMC contempló en un informe de marzo para 2021 a la Orden de cargos del sistema eléctrico han cambiado de forma notable: i) mayores ingresos por subasta de CO₂ (de 1.100 a 2.000 millones de euros); ii) reducción de ingresos de la Ley 15/2012 por la suspensión durante seis meses del impuesto del 7% a la generación (los ingresos anuales previstos eran de 1.856 millones de euros); iii) reducción de los cargos durante tres meses y medio superior al 95% (los ingresos necesarios para cubrir los cargos para el conjunto del año eran de 6.621 millones de euros). Habrá que esperar hasta abril de 2022 para obtener una visión del impacto de todos esos cambios, pues será en ese momento cuando la CNMC publique el informe con la liquidación provisional 14 de las actividades reguladas del sector eléctrico para 2021¹⁷.

2.3. La discusión sobre la imposición a *windfall profits* en otro contexto: el caso de los precios del petróleo en Estados Unidos.

La medida provisional de minoración de ingresos asociada al precio del gas busca transferir de una manera rápida ingresos obtenidos por parte de los generadores de electricidad para cubrir los cargos del sistema (o al menos más del 95% de estos), reduciendo la factura final de los consumidores. La urgencia con la que se ha diseñado e implementado el mecanismo de minoración está, muy probablemente, en estrecha conexión con el compromiso del Gobierno para mantener una factura media del consumidor doméstico a finales del año 2021 en un nivel similar a la del año 2018, pero ha tenido también como consecuencia una considerable estrechez en el planteamiento del debate.

En la exposición de motivos del RDL se señala que “... es imprescindible incorporar instrumentos regulatorios que, ante las excepcionales circunstancias de los mercados de materias primas, limiten de manera temporal el exceso de retribución obtenido por dichas instalaciones en detrimento de todos los consumidores”. En el RDL no se profundiza en la definición del “exceso”, cuando en realidad solo sabemos si hay “exceso” de beneficios si tenemos un estándar (una rentabilidad “razonable”) sobre la que comparar. Más bien parece que se quiere referir a beneficios sobrevenidos (*windfall profits*), pues se producen por una circunstancia que está fuera del control del generador inframarginal.

¹⁷ En la actualidad la CNMC solo publica ese informe y el de la posterior liquidación definitiva (que, para el ejercicio 2021, se cerrará en noviembre de 2022).

A ese respecto debe señalarse que la discusión sobre el impacto en beneficios del aumento del precio de un hidrocarburo no es novedosa en el contexto internacional, habiendo sido muy intensa en el caso de Estados Unidos. Dejando de lado precedentes históricos, que se remontan a la industria armamentística en la segunda guerra mundial, o a un impuesto especial sobre el precio del petróleo establecido en la década de los ochenta, la discusión más intensa se produjo en la década de los años 2000, con una propuesta del entonces candidato Obama y diversas iniciativas en el Congreso. Es muy útil revisar brevemente esa discusión.

En primer lugar, el contexto de la discusión fue similar al que actualmente se plantea en el caso de los precios del mercado eléctrico. Entre julio de 2003 y julio de 2008 se produjo un incremento de los precios del petróleo del 334%. Al mismo tiempo, se produjeron beneficios récord de la industria del petróleo. Se debatía entonces si estas ganancias estaban justificadas, o si constituían una "ganancia inesperada" para la industria. Como se señala en CRS (2011):

“Los factores importantes al considerar este tema pueden incluir la fuente última, o razón de los aumentos de precios y cuál fue el papel de la industria en generarlos, es decir, si fue a través del resultado directo de los esfuerzos de la industria, en términos de emplear sus recursos, toma de decisiones, o toma de riesgos, o si fue el resultado de factores y eventos fortuitos. También importante para la política pública podría ser el tamaño real de las ganancias y qué hizo la industria con ellas. Si una industria invierte sus beneficios en una mayor capacidad de producción, el aumento de la oferta puede, en última instancia, hacer que los precios caigan y que las ganancias se disipen.”

En segundo lugar, bajo la premisa de que se deseaba socializar parte de ese beneficio no esperado, se planteó la discusión sobre el modo de utilización de la política fiscal para aumentar los impuestos sobre las ganancias del petróleo. Por un lado, el Congreso podría reducir o eliminar varios incentivos fiscales vigentes. Por otro lado, el Congreso podría aumentar directamente los impuestos sobre la industria del petróleo a través de algún tipo de impuesto específico, que podría tener o no fines específicos (por ejemplo, dedicar parcialmente sus ingresos a grupos de menor renta afectados por el aumento del precio del petróleo).

En CRS (2011) se analizan las dos posibilidades de configuración de un impuesto sobre beneficios no esperados: un impuesto especial y un impuesto sobre las rentas obtenidas. En el caso del impuesto especial, se contaba con el precedente de un impuesto que estuvo vigente entre 1980 y 1988, si bien se reconoce que *“no era un tipo de impuesto que la mayoría de los economistas consideraría un verdadero impuesto sobre "ganancias o ingresos inesperados". El impuesto se impuso sobre la diferencia entre el precio de mercado del petróleo... y un precio regulado de 1979 que se ajustó trimestralmente por inflación e impuestos estatales. Casi toda la producción nacional de petróleo estaba sujeto a este impuesto especial.”* (p.10).

Es interesante señalar que ese impuesto especial se definió a partir de una diferencia de precios, si bien en el contexto de liberalización del precio final de los hidrocarburos que se estaba desarrollando en Estados Unidos en la década de los ochenta. Obviamente, el riesgo era que se pasara a los precios de los consumidores y no recayera sobre los productores. Sin embargo, se asumía que los precios del petróleo estaban fijados en los mercados internacionales, de modo que era esperable que el efecto del impuesto redujese el precio obtenido por el productor.

Por el contrario, las diversas propuestas planteadas en la década de los años 2000 se dirigían, además de a la eliminación de diversos incentivos fiscales, al establecimiento de un impuesto sobre la renta empresarial, con varias iniciativas en el Congreso para la configuración de ese impuesto. Por ejemplo, se planteó un impuesto del 50% sobre el exceso de la renta imponible ajustada para un año contributivo en relación con la base imponible media durante el período 2000-2004. Ese impuesto gravaría a empresas petrolíferas integradas con ventas en 2005 o 2006 superiores a 100 millones de dólares. El impuesto habría sido temporal y se habría aplicado tanto a los productos del petróleo como a petróleo crudo. Se planteaba que un impuesto de este tipo no distorsionaría las decisiones de producción a corto plazo. Sin embargo, si se mantuviera a largo plazo, sí reduciría el retorno del capital (tras impuestos) y, por tanto, afectaría a las decisiones de inversión.

Una característica muy general de la mayoría de las distintas soluciones planteadas era la de establecer un gravamen del 50% sobre la base imponible, aunque también había propuestas para gravar un 25% y, por el contrario, otras propuestas planteaban un gravamen creciente entre el 50% y el 100%. Esto se proponía tanto para un impuesto especial definido como la diferencia entre un precio de mercado y un precio de referencia como para un impuesto sobre la renta sobrevenida. En cualquier caso, se reconocía que la base imponible sobre un impuesto a la renta sería menor a la obtenida en un impuesto definido como diferencia de precios.

Por último, debe señalarse que, pese a la abundante discusión, la iniciativa de imponer un *windfall profit tax* a los productores de petróleo nunca prosperó¹⁸.

3. Las nuevas subastas de energía a plazo

3.1 La nueva subasta y su justificación

El RDL introduce un instrumento coercitivo de subastas para la contratación de energía a largo plazo. Mediante estas subastas se pone a disposición de las comercializadoras contratos a plazo, con un periodo de vencimiento pre-establecido, de una parte de la generación inframarginal, gestionable y no emisora de CO₂. Eso implica a la generación con origen en instalaciones nucleares, hidráulicas (sobre todo las gestionables mediante embalse) y, tal vez, a algunas renovables eólicas que tengan cierta capacidad gestionable (pues la mayor parte no son gestionables)¹⁹. En concreto, la generación ofrecida en estas subastas de contratos de compra de energía a largo plazo corresponderá a un máximo del 25 % del valor de energía anual generada más bajo de los últimos diez años en esas instalaciones. La primera de las subastas deberá celebrarse antes de fin de año, aunque está pendiente de desarrollo un calendario de subastas. Sí se ha establecido en el RDL la cantidad total de energía anual a subastar en esa primera subasta y su reparto entre empresas. En concreto, la cuantía será de 15.830,08 GWh que, para ponerlo en contexto, sería ligeramente superior a la producción conjunta de los siete grupos nucleares en España durante un periodo de tres meses.

Con la nueva medida se desea incrementar el grado de competencia y de liquidez de los mercados a plazo. Su urgencia se fundamenta en que los altísimos precios actuales en los

¹⁸ Véase <https://www.politico.com/story/2012/04/obamas-disappearing-windfall-profits-075224>

¹⁹ EL RDL excluye explícitamente a las que perciban retribución específica y a las que hayan resultado adjudicatarias en las subastas de desarrollo de energías renovables.

mercados de contado o spot pueden afectar de modo muy distinto a las empresas comercializadoras en función de cuál es su posición en los mercados a plazo. Por ello, con la nueva medida se pretende reforzar la posición de los comercializadores más pequeños, esto es, de los que no están integrados verticalmente y, por tanto, no realizan transacciones bilaterales a plazo en el ámbito del mismo grupo empresarial. La medida que se propone, por tanto, complementa a los mercados a plazo tradicionales, tanto organizados como no organizados, pero trata asimétricamente a los operadores en función de su posición en el mercado. Este tratamiento asimétrico es habitual en la regulación de mercados cuando los participantes disponen de cuotas de mercado muy distintas.

En particular, por un lado, los sujetos vendedores en esas nuevas subastas serán los productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes²⁰ en la generación de energía eléctrica. En la actualidad, según la última Resolución sobre operadores dominantes de la CNMC, son cuatro: Endesa, Iberdrola, EDP y Naturgy.

Por otro lado, los compradores podrán ser las comercializadoras no pertenecientes a alguno de los grupos empresariales cuya matriz haya sido considerada como operador principal²¹ en el sector eléctrico y que dispongan de cartera de clientes de electricidad, los consumidores directos en mercado (grandes consumidores) o sus representantes. Por tanto, se excluyen a las comercializadoras de los grupos Endesa, Iberdrola, EDP, Naturgy y Acciona, pues en la actualidad todos ellos son operadores principales en el sector eléctrico según la última Resolución de la CNMC. Sin embargo, sí podrán concurrir como compradoras las comercializadoras de referencia, una vez se actualice (como está previsto) la fórmula de cálculo del precio de la energía del PVPC de forma que el nuevo precio regulado se vincule, al menos parcialmente, a este mecanismo.

Debe siempre tenerse en cuenta que las medidas regulatorias en mercados mayoristas son instrumentales para conseguir un efecto en los mercados minoristas. En ese sentido, debería entenderse que el objetivo último de la medida sería aumentar el grado de competencia en el sector eléctrico y, en particular en la comercialización. Es decir, mayor competencia y liquidez en el mercado mayorista a plazo debería transmitirse, aguas abajo, en una mayor competencia entre los comercializadores, con los consiguientes efectos positivos sobre los consumidores eléctricos.

En ese sentido, pese a los años transcurridos desde la liberalización del sector eléctrico y la separación vertical de actividades, los grupos con integración vertical siguen manteniendo una elevada cuota de mercado. Así, con datos de 31 de diciembre de 2019²², existen 333 comercializadores activos en el mercado libre, con mayor presencia en el segmento doméstico (324) y de pymes (318) que en el industrial (181). A ellas se unen, en el ámbito doméstico, las 8 comercializadoras de referencia obligadas a ofrecer el PVPC. Pese a ese elevado número, el 65% de la energía de todo el mercado (61% en mercado libre) es suministrada por los tres

²⁰ Tiene la condición de operador dominante en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial con una cuota de mercado superior al 10 por ciento.

²¹ En la norma legal aplicable se define el concepto de operador principal como “cualquiera que, teniendo la condición de operador de dichos mercados o sectores, ostente una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector en cuestión”.

²² Todos los datos que se citan provienen del Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad (CNMC, diciembre de 2020) y se corresponden con el año 2019.

mayores grupos de comercialización (Endesa, Iberdrola y Naturgy), si bien con diferencias importantes por segmentos de consumidores: 81%, 55% y 58% en el consumo doméstico, sector pymes y sector industrial, respectivamente.

Por el contrario, solo el 30% de la energía en todo el mercado es suministrada por comercializadores no pertenecientes a los grupos verticalmente integrados, si bien este porcentaje habrá aumentado en la actualidad por la cartera de clientes que Repsol (no integrado verticalmente) adquirió a Viesgo (integrado verticalmente). También en este caso hay diferencias notables por segmentos de clientes, pues la cuota de mercado de las comercializadoras no integradas verticalmente alcanza el 41% en pymes y el 35% en el sector industrial, frente al 15% en el segmento doméstico²³. Dos elementos importantes en la explicación de esas diferencias son una menor tasa de cambio (*switching*) en los consumidores domésticos y un elevado grado de fidelización de estos con el comercializador perteneciente al mismo grupo del distribuidor al que se conectan.

Esta elevada cuota de los tres operadores principales no se circunscribe a la electricidad²⁴, pero ciertamente es necesario seguir disminuyendo la concentración, que ha evolucionado favorablemente en los últimos años. Nótese que, en la actividad de generación, esa concentración disminuye de modo natural por la entrada de muchas nuevas empresas en generación renovable, la reducción del hueco térmico (por la retirada del carbón) y, cuando se produzca, por el cierre de la generación nuclear. La paulatina renovación de concesiones hidráulicas en condiciones de competencia también ayudaría a esa reducción. Sin embargo, ese no es el caso en la comercialización, donde no está asegurado que no pueda haber condiciones que reviertan los avances logrados en la penetración de nuevas empresas comercializadoras.

Téngase, además, en cuenta que, como se ha señalado, variaciones importantes en los precios spot en relación con los mercados con anterioridad para el mismo periodo en los mercados a plazo pueden afectar notablemente a los márgenes empresariales, especialmente de las empresas más pequeñas. La CNMC estima que los márgenes netos (descontados costes de comercialización) de la comercialización libre para los consumidores domésticos con potencia contratada igual o inferior a 10 kW se situaban en 2019 en torno a 29 - 38 €/MWh. Es decir, en el entorno de los 100 €/año por consumidor doméstico. Estos márgenes, sin embargo, pueden variar de modo muy importante en función del tipo de clientes y, sobre todo, de qué parte de la energía se encuentra expuesta al mercado spot y qué parte está cubierta en los mercados a plazo. Por ejemplo, en un año como 2021, los comercializadores que tuviesen cubierto su suministro con contratos a largo plazo suscritos hasta el mes de junio, aproximadamente, habrían conservado márgenes en un contexto en que no pudieran pasar rápidamente las variaciones de precios spot a sus clientes finales.

Por último, y en relación con los clientes, debe señalarse que el RDL obliga a que las empresas compradoras en las subastas reflejen en sus facturas a los consumidores en mercado libre (con

²³ El índice de concentración Hirschman-Herfindahl (HHI), se sitúa en niveles próximos a 2.500 en el sector doméstico (aún muy alto), frente a 1.300 en pymes y 1.700 en el sector industrial. En los tres casos presenta una evolución favorable en los últimos años.

²⁴ Por ejemplo, según el Informe económico sectorial de Telecomunicaciones y Audiovisual de 2020 (CNMC), los tres principales grupos de telecomunicación y audiovisual (Movistar, Vodafone y Orange) acapararían el 70,5% de los ingresos minoristas en ese mercado.

hasta 15 kW de potencia contratada) su condición de compradores en las subastas cuyo periodo de entrega coincida con el periodo de facturación correspondiente, así como la cantidad de energía concreta adquirida por la empresa en dichas subastas. Resulta extraña esa obligación (que no se extiende, además, a las comercializadoras reguladas pese a que también pueden adquirir energía en esas subastas), ya que es una información que muy difícilmente va a ser entendible por un consumidor, no le aporta nada relevante en la interpretación de su factura y, en todo caso, solo puede complicarla más. Por poner una analogía, es como si se obligase a un operador de servicios de telecomunicaciones a que integrase en su factura información sobre los servicios mayoristas regulados que contrata con Telefónica. Al consumidor final le es indiferente y no le aporta nada la información sobre esas relaciones aguas arriba.

3.2 Las nuevas subastas a plazo y el precedente de las subastas EPE

El reciente RDL solo hace una definición muy general de la subasta, dejándose para una posterior Resolución ministerial todos los detalles sobre la misma. Entre ellos, uno de los aspectos relevantes es la definición del precio de reserva, que es el precio de carácter confidencial por debajo del cual los vendedores no estarían obligados a vender y que debe ser conocido por esos vendedores antes de la celebración de la subasta. A ese respecto, el actual RDL realiza un mandato a la CNMC para el cálculo del precio de reserva a aplicar en las subastas a realizar, cuya metodología debe tener en cuenta parámetros objetivos y los costes asociados a la generación objeto de subasta.

Debe destacarse que no es la primera vez que se introduce un instrumento de subastas coercitivas en el mercado español de electricidad. Entre 2007 y 2009 se desarrollaron siete subastas de emisiones primarias de energía (subastas EPE). En esos casos se estableció que el programa de emisiones primarias de energía afectaba a determinados volúmenes de la capacidad de generación (medida en MW de potencia) de Endesa e Iberdrola, que se subastarían al 50% cada una²⁵.

En las subastas EPE se vendían opciones de compra de energía, que daban a los compradores el derecho a adquirir la energía en una fecha futura a un precio conocido previamente a la celebración de la subasta, llamado precio de ejercicio²⁶. Lo que se subastaba era la prima de la opción. Es importante indicar que estos compradores no tenían por qué ser comercializadores con clientes²⁷, a diferencia de lo que ocurre en las subastas previstas en el RDL. De ese modo,

²⁵ Cabe mencionar que en ninguna de las resoluciones publicadas previas a la celebración de la séptima subasta EPE se definió metodología para el establecimiento del precio de reserva de la opción, lo que originó recursos legales. La séptima subasta EPE fue la primera en la que los vendedores tuvieron conocimiento del precio de reserva antes de la celebración de la subasta.

²⁶ Como se ha indicado, en las subastas EPE se subastaban opciones. Sin embargo, si el precio de ejercicio se fija a un precio bajo con respecto al precio spot esperado, lo esperable será que siempre se ejerza la opción. De ese modo, en la realidad el producto sería equivalente a un contrato a plazo. Nótese también que, al ser subastas financieras, no eran gestionadas por el operador del mercado eléctrico OMIE (como lo serán las subastas previstas en el RDL) sino por MEFF, filial de Bolsas y Mercados Españoles.

²⁷ Podían ser operadores de trading. En la práctica, las subastas EPE eran equivalentes a una cesión virtual de potencia eléctrica a terceros, quienes podían disponer de la energía asociada para su venta en el mercado de producción.

el comprador de una opción de compra ejercería la opción cuando el precio en el mercado de contado o spot fuera superior al precio de ejercicio. Por tanto, las subastas EPE (basada en opciones de compra) no eran iguales que las subastas a plazo propuestas en el RDL²⁸. Sin embargo, el efecto perseguido en ambas es el mismo: aumentar la competencia.

Las subastas EPE se mantuvieron durante algo más de dos años y, aunque la extinta CNE analizó los resultados en términos de competencia, solo lo hizo tras la tercera subasta, mientras que los efectos de este tipo de instrumentos deben ser analizados en un plazo dilatado de tiempo. En el caso del mecanismo propuesto en el RDL se establece un periodo de vigencia continuo, y la CNMC tendrá que analizar anualmente sus efectos mediante un informe ad hoc. Un aspecto que habrá que analizar es el posible efecto de la retirada de ofertas en el mercado diario para su transacción en el nuevo mercado a plazo, aspecto sobre el cual el Ministerio espera que haya un efecto positivo. Sin embargo, existe abundante literatura económica que sugiere que el signo e intensidad de ese efecto puede depender de diversos factores asociados al diseño concreto de la subasta. Por ejemplo, el hecho de que la subasta sea repetida (sin plazo previsto de finalización) puede introducir un efecto dinámico de interacción entre los mercados de corto plazo y largo plazo que podría condicionar algunos de los efectos pro-competitivos sobre el mercado de corto plazo.

En definitiva, el instrumento propuesto podría tener resultados positivos sobre el grado de competencia en el mercado de comercialización, aunque ello va a depender del modo concreto en que se diseñen y funcionen las subastas. Es importante que los informes de la CNMC logren establecer conclusiones claras sobre esta cuestión que permitan justificar o no su mantenimiento en el futuro.

4. Conclusiones

La velocidad con la que se están desarrollando los cambios regulatorios en el sector eléctrico y la intensidad de la discusión reciente sobre las medidas regulatorias que se van adoptando no facilitan disponer de un adecuado marco de reflexión y valoración que pondere los objetivos a cumplir, en el corto y en el largo plazo, los instrumentos que se despliegan para su cumplimiento y sus posibles consecuencias. Es especialmente llamativo que ninguno de los instrumentos regulatorios que están marcando la agenda del sector en los últimos meses haya sido ni siquiera enunciado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), pese a que esta hoja de ruta es de reciente publicación y contempla un amplísimo número de medidas e instrumentos de actuación referidas a la regulación energética, y del sector eléctrico en particular. De ese modo, no se mencionan el Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, las minoraciones de los ingresos vinculados a la transmisión de los derechos de emisión del CO₂ y del precio del gas, ni las nuevas subastas de energía a plazo.

Es altamente probable que esta aceleración regulatoria haya afectado también a la solidez técnica y jurídica del mecanismo de minoración de ingresos asociados al precio del gas. No es este un asunto baladí, en la medida en que una eventual anulación futura de dicha regulación

²⁸ Las diferencias atañen también al producto a subastar (energía en base y punta en EPE, frente a solo energía en base en el RDL), el plazo (periodo de liquidación igual o superior a un año en RDL frente a periodos desde 3 meses a 1 año en EPE), la variable de oferta, etc.

por parte de los tribunales tendría consecuencias importantes sobre los consumidores eléctricos. Puede recordarse aquí cómo las anulaciones de las regulaciones del bono social o de la aplicación del canon hidráulico para los ejercicios de 2013 o 2014 han generado impactos “en diferido” sobre los consumidores eléctricos o sobre los contribuyentes.

En este trabajo, además de señalar diversos problemas asociados a la regulación establecida sobre la minoración de ingresos asociada al precio del gas, se ha mostrado cómo la discusión sobre ingresos sobrevenidos no ha sido exclusiva del ámbito de la electricidad. De hecho, la regulación impuesta en el RDL guarda semejanza con la impuesta en 1980 por el presidente norteamericano Jimmy Carter cuando, ante la desregulación en los precios del petróleo, se estableció un impuesto sobre la diferencia entre el precio de mercado y un precio de referencia, con tipos impositivos entre el 15% y el 70% de esa diferencia. Por analogía, el “tipo impositivo” fijado en el RDL es del 90%.

En realidad, como en el precedente de Carter, la vía utilizada en el RDL se aleja de la forma normal de un gravamen sobre beneficios, sean estos catalogados o no como extraordinarios. De hecho, la discusión más reciente en Estados Unidos apuntaba al establecimiento de un *windfall profit tax* diseñado como un impuesto “extraordinario” sobre los beneficios extraordinarios. Los asuntos de equidad se abordan de modo natural en el ámbito fiscal, por lo que la vía utilizada no es la habitual. Si, como se expone en la exposición de motivos del RDL, se “*desea incorporar instrumentos regulatorios que, ante las excepcionales circunstancias de los mercados de materias primas, limiten de manera temporal el exceso de retribución obtenido por dichas instalaciones en detrimento de todos los consumidores*”, entonces no cabe duda de que un impuesto sobre los beneficios extraordinarios cumple ese papel, con la ventaja de que se estarían gravando ganancias realizadas y evitando las dificultades de cálculo de la regulación implementada.

Se podría argumentar que la urgencia por obtener ingresos para amortiguar la factura del consumidor final hace más atrayente un mecanismo más directo basado en diferencias en precios de gas que una imposición extraordinaria, pero ortodoxa, sobre los beneficios extraordinarios que se pueden derivar de los mismos. Sin embargo, sin que implique renunciar a esa imposición, debe recordarse que el Ministerio disponía y dispone de una poderosa palanca para reducir los costes vinculados a los cargos: la actualización del precio estimado de mercado (para el resto de 2021 y 2022) sobre el que se está calculando la retribución de las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos o, en su caso, el adelanto de la reliquidación de los ejercicios 2020 y 2021. Como ya se señaló en Rodríguez (2021), aunque es necesario un cambio normativo, es incoherente en las circunstancias excepcionales actuales estar sobreretribuyendo a unas instalaciones con unos ingresos que se les va a exigir que devuelvan en el año 2023. Téngase en cuenta que para el cálculo “*ex ante*” de la retribución regulada se supuso que los precios de mercado para los años 2020, 2021 y 2022 serían, respectivamente 54,42 €/MWh, 52,12 €/MWh y 48,82 €/MWh. Si bien el precio medio diario de 2020 fue inferior (33,94 €/MWh), los precios medios en 2021 y 2022 se van a situar claramente muy por encima de los valores estimados para estos dos años. Si no se produce ese ajuste, cuando la CNMC calcule el valor de la reliquidación a efectuar se observará que se trata de un volumen muy considerable que hubiese permitido aminorar el impacto del precio mayorista, a través de una reducción de los cargos, en el momento en que se necesitaba.

Por último, no es en absoluto descartable que el mecanismo de minoración de rentas diseñado, en un contexto de precios del gas del entorno de 100 €/MWh, genere tal volumen de ingresos que no solo permita cubrir los cargos del sistema hasta final del año 2021 sino que lleve el resultado, aparentemente paradójico, de lograr un superávit en el sistema de ingresos y pagos regulados gestionado por la CNMC para el año 2021.

Referencias

Congressional Research Service (2011): *Oil Industry Financial Performance and the Windfall Profits Tax*, RL 34689.

Rodríguez, D. (2021): *Sobre los costes, los precios y el mercado de electricidad*. Fedea, Estudios sobre la Economía Española - 2021/28.