

## ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS URGENTES PARA MITIGAR EL IMPACTO DE LA ESCALADA DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LOS MERCADOS MINORISTAS DE GAS Y ELECTRICIDAD CONTENIDAS EN EL REAL DECRETO LEY 17/2021

El BOE de 15 de septiembre de 2021 publica 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 (“RDL 17/2021”).

La norma aprobada por el Consejo de Ministros, al amparo de lo dispuesto en el artículo 86 de la Constitución Española, contiene un paquete de medidas que se clasifican en los siguientes bloques: (i) Medidas de protección de los consumidores y en materia de fiscalidad energética; (ii) Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora; (iii) Mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales; (iv) Criterios de utilización racional de los recursos hídricos; (v) Limitación de la variación del valor del coste de la materia prima en la tarifa de último recurso de gas natural; e (vi) Incremento de la aportación presupuestaria para la financiación de los costes del sistema eléctrico.

La presente Nota Jurídica tiene por objeto analizar los aspectos fundamentales de las principales medidas adoptadas por el RDL 17/2021.

### 1. Medidas de protección de los consumidores y en materia de fiscalidad energética

#### (i) Suministro mínimo vital

El RDL 17/2021 introduce un nuevo artículo 45 bis y modifica el apartado 3 del artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (“Ley 24/2013”), estableciéndose como medida de protección al consumidor un suministro mínimo vital (“SMV”) para los consumidores vulnerables perceptores del bono social eléctrico, que supone incrementar en seis meses adicionales la prohibición de interrupción de suministro eléctrico por impago.

Hasta la fecha, los consumidores vulnerables contaban con un período de cuatro meses para hacer frente al pago de la factura de electricidad sin que su suministro se viera interrumpido. El SMV supone extender este período seis meses más, durante los cuales

se fijará una potencia límite que garantice unas condiciones mínimas de confort a los hogares acogidos a dicha medida.

El valor de la potencia límite asociada al SMV se establece en 3,5 kW<sup>1</sup>, de manera que transcurridos los cuatros primeros meses desde el requerimiento fehaciente de pago efectuado por la comercializadora de referencia sin que el mismo sea atendido por el consumidor vulnerable, se adaptará la potencia durante 6 meses más a un SMV de 3,5 kW, sin que durante dicho periodo pueda suspenderse el suministro.

## **(ii) Medidas en fiscalidad energética: prórroga de la suspensión del IVPEE y reducción del IEE**

El RDL 17/2021 introduce un conjunto de medidas fiscales cuyo objetivo es la reducción de los costes de la factura final eléctrica:

- Se prorroga la suspensión del Impuesto sobre la Venta de la Producción de Energía Eléctrica (“IVPEE”) un trimestre más, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2021.
- De manera excepcional y transitoria, desde el 16 de septiembre de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, se establece una reducción del tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad (“IEE”), desde el 5,11269632 % al 0,5 %.

En todo caso, las cuotas resultantes de la aplicación de dicho tipo impositivo no podrán ser inferiores a: (i) 0,5 euros por MWh cuando la electricidad suministrada o consumida se utilice en usos industriales<sup>2</sup>, en embarcaciones atracadas en puerto que no tengan la condición de embarcaciones privadas de recreo o en el transporte por ferrocarril, y (ii) 1 euro por MWh cuando la electricidad suministrada o consumida se destine a otros usos.

## **2. Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora: Subastas de contratos de compra de electricidad a largo plazo**

Con la finalidad de aumentar la liquidez de los mercados de energía eléctrica, el RDL 17/2021 desarrolla un sistema de subastas de contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo<sup>3</sup>. Como principales características de estas subastas cabe destacar las siguientes:

---

<sup>1</sup> Según la Disposición final segunda del RDL 17/2021 que modifica el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

<sup>2</sup> A estos efectos, se consideran usos industriales los efectuados en alta tensión o en plantas e instalaciones industriales y los efectuados en baja tensión con destino a riegos agrícolas.

<sup>3</sup> Las subastas introducidas por el RDL 17/2021 tienen como precedente las subastas primarias de energía previstas en la Disposición adicional decimosexta (“*Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo*”) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Serán sujetos **vendedores** los productores de energía eléctrica que tengan la condición de los operadores dominantes en la generación de energía eléctrica de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia<sup>4</sup>.
  - Los sujetos vendedores deberán ofertar contratos de compra de energía eléctrica a plazo tipo forward con un período de liquidez igual o superior a un año.
  - Los **compradores** de la electricidad subastada podrán ser (i) las comercializadoras no pertenecientes a alguno de los grupos empresariales cuya matriz haya sido considerada como operador principal en el sector eléctrico y que dispongan de cartera de clientes de electricidad; (ii) los consumidores directos en mercado (grandes consumidores) o sus representantes.
  - Se prevé igualmente que puedan concurrir como compradoras las comercializadoras de referencia (“**COR**”) para el suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor (“**PVPC**”), si bien para ello es necesario que se modifique la fórmula para la determinación del coste de producción de energía del PVPC<sup>5</sup> de manera que incorpore la referencia del precio de la subasta con un peso de hasta el 10%, en los términos que se determinan reglamentariamente.
  - Las principales características de la subasta<sup>6</sup> se definirán por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía previo informe de la CNMC.
  - La primera subasta se celebrará antes del 31 de diciembre de 2021<sup>7</sup>.
3. **Mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales**

El RDL 17/2021 articula un mecanismo de minoración de lo que la norma considera como “*exceso de retribución*” de determinadas instalaciones y que atribuye al funcionamiento marginalista del mercado eléctrico. Los principales elementos de la medida son los siguientes:

- Tiene un carácter temporal pues su aplicación se extiende desde el 16 de septiembre de 2021 hasta el 31 de marzo de 2022.

---

<sup>4</sup> Según la última resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020, son operadores dominantes en la actividad de generación de electricidad los siguientes: Grupo Endesa, Grupo Iberdrola, Grupo EDP y Grupo Naturgy.

<sup>5</sup> Regulada en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

<sup>6</sup> Método de subasta y tipo de liquidación, sujetos vendedores, fecha de celebración de la subasta y calendario, periodo de liquidación de los productos, energía concreta a subastar, especificaciones de detalle (reglas de la subasta), contrato marco, garantías a depositar por los adjudicatarios, etc.

<sup>7</sup> Para esta primera subasta de energía inframarginal gestionable y no emisora, la Disposición adicional segunda del RDL 17/2021 establece que la cantidad total de energía a subasta será de 15.830,08 GWh con el siguiente reparto: Grupo Endesa 6.737,26 GWh, GWh Grupo Iberdrola 7.323,63, Grupo Naturgy 1.405,48 GWh, Grupo EDP 363,72 GWh.

- Se minorará la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones afectadas, 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, siempre que el precio del gas sea igual o superior a 20 euros por MWh<sup>8</sup>.
- Las instalaciones afectadas por la minoración son las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español, cualquiera que sea su tecnología y con independencia de la modalidad de contratación utilizada<sup>9</sup>.
- No obstante, quedan excluidas del mecanismo de minoración (i) las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares; (ii) las instalaciones de producción que tengan reconocido un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, y; (iii) las instalaciones de producción de potencia neta igual o inferior a 10 MW, con independencia de su fecha de puesta en servicio.
- El importe de la minoración se calcula con base a la fórmula que incorpora la norma y dependerá de la cantidad total de energía producida por la instalación, el factor medio de internalización del precio del gas natural en el precio del mercado diario en el Mercado Ibérico de la Electricidad en el mes correspondiente y el precio medio del gas natural en el mes correspondiente.
- El operador del sistema es quien calcula y notifica a las empresas titulares de las instalaciones la minoración de la retribución de las instalaciones. La notificación se hará antes del día 15 de cada mes, disponiendo los titulares de las instalaciones de un plazo de un mes para la realización de los pagos al operador del sistema.

---

<sup>8</sup> Este instrumento de minoración vinculado a la cotización del gas natural, que podríamos denominar como “*gas clawback*”, guarda importante similitudes con el mecanismo contenido en el proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido del mercado eléctrico, “*CO2 clawback*”, si bien este último tiene carácter permanente y limita las instalaciones comprendidas en su ámbito de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con acta de puesta en servicio anterior al 25 de octubre de 2003, cualquiera que sea su tecnología (sin perjuicio de determinadas excepciones similares a las previstas en el mecanismo previsto en el RDL 17/2021).

<sup>9</sup> La referencia a que la inclusión en el mecanismo de las instalaciones se hace “*con independencia de la modalidad de contratación utilizada*” determina que queden capturados dentro de su ámbito de aplicación todos los contratos bilaterales de compraventa de energía (“PPA”), aun cuando se trate de energía vendida fuera del mercado diario. Esta medida, que la exposición de motivos de la norma justifica en el hecho de que “*toda ella (energía vendida fuera del mercado diario) está internalizando el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario, dónde existe la internalización del coste del gas natural*”, causa un impacto sustancial en todos los PPA o contratos de cobertura con precios cerrados referenciados al precio del mercado diario o pool.

- Los ingresos obtenidos por el operador del sistema como consecuencia de la aplicación del mecanismo de minoración tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los costes financiados por los cargos del sistema eléctrico. Como consecuencia de ello, se introduce en la Disposición adicional tercera de la norma la actualización de los cargos del sistema eléctrico para el periodo en el que esté en vigor el mecanismo de minoración.

#### 4. Criterios de utilización racional de los recursos hídricos

Se modifica el artículo 55.2 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas (“**RDL 1/2001**”) disponiendo que, para los embalses mayores de 50 hm<sup>3</sup> de capacidad total –cuyos usos principales no sean el abastecimiento, el regadío y otros usos agropecuarios– el organismo de cuenca fijará al inicio de cada año hidrológico, en función de la reserva de agua embalsada y la predicción estacional, lo siguiente:

- Un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar para situaciones de normalidad hidrológica y de sequía prolongada.
- Un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas para cada mes.
- La reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada en el embalse para evitar indeseados efectos ambientales sobre la fauna y la flora del embalse y de las masas de agua con él asociadas.

#### 5. Limitación de la variación del valor del coste de la materia prima en la tarifa de último recurso de gas natural

Como medida de protección a los consumidores, el RDL 17/2021 establece en la disposición adicional séptima una limitación de la variación del valor del coste de la materia prima en la tarifa de último recurso de gas natural (“**TUR**”) durante dos trimestres.

En concreto, se prevé que el coste de la materia prima a imputar en la TUR de aplicación a partir del 1 de octubre de 2021, calculado conforme con la metodología establecida en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural (“**Orden ITC/1660/2009**”), no podrá superar el 35% del valor vigente<sup>10</sup>.

En la revisión correspondiente al 1 de enero de 2022, el incremento máximo del coste de la materia prima respecto al que resulte vigente en la revisión de 1 de octubre de 2021 se

---

<sup>10</sup> Establecido por resolución de 24 de junio, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.

establece en el 15%. Las revisiones correspondientes al 1 de abril y siguientes aplicarán la metodología ordinaria vigente de la Orden ITC/1660/2009.

En consecuencia, se establece una limitación temporal durante dos trimestres del coste de la materia prima a los efectos de calcular el precio de la TUR y ello, según señala la exposición de motivos de la norma, *“con el objetivo de amortiguar la imputación en la misma de la excepcional subida de cotizaciones internacionales del gas natural”*.

No obstante, la diferencia entre el coste de la materia prima calculado conforme la metodología vigente y el coste de la materia prima que resulte de la aplicación del límite impuesto por la norma, se recuperará en las revisiones de la TUR que tengan lugar a partir del 1 de enero de 2022 conforme a lo siguiente:

- si el incremento del coste de la materia prima por aplicación de la metodología de la Orden ITC/1660/2009, en relación con el valor aplicado en la revisión anterior fuera superior o igual al 15%, no se recuperará cantidad alguna-
- si el incremento del coste de la materia prima por aplicación de la metodología de la Orden ITC/1660/2009, en relación con el valor aplicado en la revisión anterior fuera inferior al 15%, se procederá a incrementar dicho valor hasta alcanzar dicho límite máximo del 15 %.

Asimismo, la disposición adicional séptima establece que:

- No se podrá reducir el coste de la materia prima mientras existan cantidades pendientes de recuperar.
- No será de aplicación el umbral de variación del coste de la materia prima del 2 % establecido en el artículo 10.1 de la Orden ITC/1660/2009, mientras existan cantidades pendientes de recuperar.
- Las cantidades pendientes de recuperación, se podrán ver incrementadas mediante la imputación de un coste financiero, empleándose el tipo de interés aplicado en la financiación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 de 1,104 %.
- No se podrá poner fin al procedimiento de recuperación de las cantidades adeudadas hasta que las comercializadoras de último recurso hayan recuperado la totalidad de las mismas, incluyendo, en su caso, los intereses correspondientes.

## 6. Incremento de la aportación presupuestaria para la financiación de los costes del sistema eléctrico

Se aumenta la base presupuestaria para la financiación de los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables desde los 1.100 millones de euros a los 2.000 millones de euros.

Esta Nota ha sido elaborada por el equipo de Energía de la práctica de Derecho Público y Regulatorio.

La información contenida en esta Nota Jurídica es de carácter general y no constituye asesoramiento jurídico. Este documento ha sido elaborado el 20 de septiembre de 2021 y Pérez-Llorca no asume compromiso alguno de actualización o revisión de su contenido.

Para más información,  
pueden ponerse en contacto con:

**Ana Cremades**

Socia de Energía

[acremades@perezllorca.com](mailto:acremades@perezllorca.com)

T: + 34 91 423 66 52