



Roj: **STS 3509/2021 - ECLI:ES:TS:2021:3509**

Id Cendoj: **28079130032021100155**

Órgano: **Tribunal Supremo. Sala de lo Contencioso**

Sede: **Madrid**

Sección: **3**

Fecha: **04/10/2021**

Nº de Recurso: **212/2020**

Nº de Resolución: **1199/2021**

Procedimiento: **Recurso ordinario**

Ponente: **DIEGO CORDOBA CASTROVERDE**

Tipo de Resolución: **Sentencia**

TRIBUNAL SUPREMO

Sala de lo Contencioso-Administrativo

Sección Tercera

Sentencia núm. 1.199/2021

Fecha de sentencia: 04/10/2021

Tipo de procedimiento: REC.ORDINARIO(c/d)

Número del procedimiento: 212/2020

Fallo/Acuerdo:

Fecha de Votación y Fallo: 28/09/2021

Voto Particular

Ponente: Excmo. Sr. D. Diego Córdoba Castroverde

Procedencia: CONSEJO MINISTROS

Letrado de la Administración de Justicia: Ilmo. Sr. D. Luis Martín Contreras

Transcrito por: AVJ

Nota:

REC.ORDINARIO(c/d) núm.: 212/2020

Ponente: Excmo. Sr. D. Diego Córdoba Castroverde

Letrado de la Administración de Justicia: Ilmo. Sr. D. Luis Martín Contreras

TRIBUNAL SUPREMO

Sala de lo Contencioso-Administrativo

Sección Tercera

Sentencia núm. 1199/2021

Excmos. Sres.

D. Eduardo Espín Templado, presidente

D. José Manuel Bandrés Sánchez-Cruzat

D. Eduardo Calvo Rojas

D. José María del Riego Valledor

D. Diego Córdoba Castroverde

D. Ángel Ramón Arozamena Laso

En Madrid, a 4 de octubre de 2021.

Esta Sala ha visto por los magistrados indicados al margen, el recurso contencioso-administrativo número 212/2020, interpuesto por la mercantil Bio Industries Noroeste, S.A.U., representada por el procurador de los tribunales don Jaime Gafas Pacheco, con la asistencia del letrado don Carlos Melón Pardo, contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicable a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

Ha sido parte demandada la Administración General del Estado, representada por el Sr. Abogado del Estado.

Ha sido ponente el Excmo. Sr. D. Diego Córdoba Castroverde.

ANTECEDENTES DE HECHO

PRIMERO. El Procurador de los Tribunales D. Jaime Gafas Pacheco, actuando en nombre y representación de la sociedad "Sarval Bio Industries Noroeste SAU", asistida del Letrado don Carlos Melón Pardo, interpone recurso contencioso-administrativo contra la Orden TED/171/2020 solicitando se dicte sentencia por la que:

a) Declare la nulidad o anule la estimación del coste de adquisición de los derechos de emisión de CO₂ y la estimación del coste del combustible de la Orden TED/171/2020 por ser contrarios a Derecho, y, en coherencia, la retribución a la operación de las instalaciones tipo en las que se clasifican las instalaciones de cogeneración de mi mandante, ordenando a la Administración demandada a estar y pasar por tal declaración y a aprobar otras estimaciones del coste del CO₂ y del combustible y otra retribución a la operación que se ajusten a Derecho.

b) Declare la nulidad o anule el cálculo del precio de mercado de 2019 y el ajuste por desviación del precio de mercado por las causas señaladas en los Fundamentos de Derecho cuarto y quinto de esta demanda por ser contrarios a Derecho y, asimismo, la retribución a la inversión de las instalaciones tipo en las que se clasifican las instalaciones de mi mandante y condene a la Administración demandada a calcular un precio de mercado para 2019 y a efectuar un ajuste por desviación del precio de mercado que sean acordes a Derecho, fijando, en consonancia, una nueva retribución a la inversión de las referidas instalaciones tipo.

c) Declare nula la distinción que efectúa la Orden TED/171/2020 entre instalaciones tipo aplicables a instalaciones que pertenecen a sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono e instalaciones que pertenecen a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono y, en particular, del artículo 5 de la Orden TED/171/2020 y que condene a la Administración a estar y pasar por dicha declaración, clasificando las instalaciones de cogeneración de mis mandantes en los códigos IT de instalaciones que no están en riesgo de fuga de carbono.

Varios son los motivos de impugnación de la Orden que pueden sintetizarse en los siguientes:

1º Sobre la inadecuada estimación del coste de los derechos de emisión de CO₂ para todo el periodo regulatorio: el precio futuro se puede y se debe estimar.

El régimen retributivo específico tiene por finalidad cubrir los costes de explotación ordinarios de las plantas de cogeneración (artículo 14.7 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), entre tales costes estándar se encuentran los costes de adquisición de los derechos de emisión de CO₂ que han sido considerados e incluidos por la Orden que impugnamos.

La demanda no discute la valoración que hace la Orden de los derechos de emisión (24,72 €/tCO₂) para el presente año 2020. Ahora bien, el problema es que dicho valor se mantiene constante y fijo para la totalidad del periodo regulatorio de seis años desde 2020 al 2025 a diferencia de la forma de proceder de la Administración en el periodo regulatorio anterior.

A su juicio esta práctica implica la renuncia de la Administración de su obligación de reflejar precios de mercado de futuros que tienen una cotización hasta un determinado plazo.

La Orden IET/1345/2015, de 2 de julio establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico ni habilitaba expresamente a hacer dicha actualización, y así se confirmó por el criterio mayoritario del Tribunal Supremo en varias sentencias (entre ellas sentencia nº 1043/2020 (rec.254/2019)). Por ello los costes de explotación quedan tan solo sometidos a las revisiones

previstas en el art. 14.4 apartados 1 y 2 de la LSE y art. 20 del RRD 413/2014, de 6 de junio una vez transcurrido el periodo regulatorio.

La Orden impugnada cumple la finalidad de revisar la retribución para todo el periodo regulatoria 2020-2025, pudiendo revisarse todos los parámetros retributivos y para la fijación del coste de explotación por la compra de los derechos de emisión de CO2 bajo la rúbrica de "Hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos" señala que "[p]ara la estimación del coste de explotación por la compra de derechos de emisión de CO2 se ha considerado el precio medio del derecho de emisión resultante de las subastas organizadas por la plataforma EEX correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019. De acuerdo a lo anterior, el precio del derecho de emisión empleado a partir de 2020 es de 24,72 €/t CO2". (Anexo V, apartado 8, de la Orden TED/171/2020).

Precio que se deja fijo para todo el periodo regulatorio hasta el año 2025 y la MAIN de 14 de febrero de 2020 (página 38 de dicha memoria) señala como causas del rechazo de la utilización de datos futuros los siguientes: a) las plataformas no oficiales que publican datos sobre precios a futuro de CO2 se trata de precios que presentan una alta volatilidad y los mercados resultan poco líquidos no ofreciendo una estimación más consistente que la metodología empleada; las empresas titulares de instalaciones pueden estimar los derechos de emisión que tendrían que comprar y decidir el momento oportuno; no entra dentro del ámbito de esta Orden la revisión periódico del precio de los derechos de emisión.

A juicio de la entidad recurrente tales razones no pueden ser acogidas. El dictamen pericial de 4 de noviembre de 2020 (documento nº 1) afirma la solvencia de los mercados a plazo para lograr una estimación válida acorde con el mercado. El dictamen pericial, utilizando datos de la Comisión Europea, considera que este precio en el mercado está al alza y la Propia CNMC, en su informe a la Orden recurrida, ha recomendado hacer una estimación a futuro del coste del CO2 "se recomienda que al menos el precio de los derechos de emisión incorporado a la propuesta se determine con base en los valores de los futuros negociados para todo el segundo periodo regulatorio (esto es, del 2020 al 2025) en la precitada plataforma EEX -y, en su defecto, se consideren los valores de aquellos años para los que exista cotización, siempre y cuando la profundidad de mercado se considere suficientemente significativa". Entiende que si la CNMC hace esta recomendación es porque dicha estimación a futuro es posible y puede arrojar datos consistentes.

Tampoco es posible optimizar las compras dado que no hay en el mercado la posibilidad de hacer una cobertura del precio del CO2 para un periodo superior a dos años, dada la falta de liquidar en el mercado financiero de derechos de emisión de CO2 a partir del segundo año, según afirma el informe pericial.

Considera que la Administración tiene la obligación de hacer una estimación del coste de adquisición de los derechos de emisión del CO2, pues el art. 14.4.1 de la LSE exige hacer una estimación de los costes estándar de la explotación, lo que debe incluir no solo costes presentes sino también futuros. Y más concretamente el artículo 13.2 del Real Decreto 413/2014 al desarrollar reglamentariamente todos los parámetros retributivos señala lo siguiente: "Adicionalmente, serán parámetros retributivos todos aquellos parámetros necesarios para calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa. Los más relevantes serán los siguientes: [...] f) estimación del coste futuro de explotación [...]".

Y el art. 17 del RD 413/2014 establece que la retribución a la operación se calculara de forma que se adiciona a la estimación de los ingresos por unidad de explotación por unidad de energía generada igual a los "costes estimados de explotación".

Y añade que existen precedentes en la estimación de costes del CO2 en la Orden IET/1045/2014 que además de fijar un valor inicial al coste de derechos de emisión estableció una actualización o revisión anual.

La propia CNMC en su informe a la Orden (documento nº 7 del expediente administrativo) alertó de los graves riesgos de haber mantenido constante para todo el periodo regulatorio el coste de los derechos de emisión del CO2 (págs. 19 de 33 de su informe): "Emplear exclusivamente las últimas cotizaciones disponibles -aun con la máxima actualización temporal posible, desplazando el año móvil analizado hasta 31 de diciembre de 2019- y proyectarlas de forma invariable por otros seis años, durante cinco de los cuales el marco normativo del comercio de derechos de emisión variará con respecto al actual, necesariamente conllevará subestimar o sobreestimar en mayor o menor medida los costes de explotación de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a percepción de retribución específica que emplean algún tipo de combustible, ante cualquier cambio de tendencia que sufriera el precio de la tonelada de CO2 pasado 2020".

2º Indebida estimación del coste de los derechos de emisión de CO2 por la inadecuada estimación de la asignación gratuita de derechos a las instalaciones de cogeneración.

El coste que tienen las instalaciones de cogeneración por la adquisición de los derechos de emisión viene determinado por dos factores: el precio de los derechos de emisión y por otro factor no menos importante, que

es el número de derechos de emisión que se asigna gratuitamente a las instalaciones de cogeneración según el nivel de actividad que tengan (terajulios de calor útil suministrados al proceso) y el valor de referencia europeo que se apruebe para la generación de calor útil. Naturalmente, cuanto mayor es el número de derechos que se asignaran gratuitamente, menor es el coste a considerar y a la inversa. Por lo tanto, una de las variables que tiene que determinarse es una estimación de cuál va a ser la asignación para las instalaciones de cogeneración. La determinación de la asignación de derechos gratuitos se denomina "*valor de referencia*" y es un valor establecido por la Unión Europea.

La Comisión Europea afirma que "el valor de referencia se utiliza para determinar el nivel de asignación gratuita que recibirá cada instalación dentro de cada sector [...]. Todas las instalaciones de un sector recibirán la misma asignación de derechos de emisión por unidad de actividad [...]". Los valores de referencia para cada producto se basan en las emisiones medias de gases de efecto invernadero del 10% de las instalaciones más eficaces que fabrican dicho producto en la Unión Europea.

La MAIN de 9 de enero de 2020 nada dice sobre el valor de referencia. Y la MAIN de 4 de febrero alude al "factor de referencia" pero no lo establece y en el mismo sentido la MAIN de 14 de febrero de 2020.

La Administración ha decidido determinar el valor de referencia ha sido calculado para cada instalación tipo, pero no es posible considerar distintos valores de referencia dado que es único para toda Europa.

Observa, por tanto, las siguientes deficiencias:

- i) No hay en el expediente administrativo ninguna mención al valor de referencia usado.
- ii) No hay en el expediente administrativo ninguna explicación de cuál ha sido la metodología usada para el cálculo del valor de referencia.
- iii) No hay ningún informe en el que se sostenga tal determinación.
- iv) La exigua y única explicación ha sido introducida en la MAIN después del informe de la CNMC.
- v) La única luz sobre el valor de referencia la ha tenido que arrojar el Dictamen pericial aportado con la demanda y de él resultan dos aspectos que manifiestan la inadecuación de la estimación del coste futuro de los derechos de emisión: a. No puede usarse distintos valores de referencia para las instalaciones tipo.

Una estimación de reducción del 8% del valor de referencia no ha considerado en absoluto la voluntad ya manifestada el Estado y por la Oficina de Cambio Climático de que la reducción del valor de referencia se hará para el periodo 2021-2025, llegando a hablar de una reducción del 24%.

Se vulnera asimismo los artículos 14.4 párrafo sexto y artículo 14.7 de la LSE y de los artículos 13.2 y 17 del Real Decreto 413/2014 que exigen hacer una estimación a futuro de los costes.

3º La Orden TED/171/2020 parte de unos precios de combustible (fuelóleo) obtenidos de forma distinta a lo previsto en la Orden IET/1345/2015: nulidad por infracción del principio de inderogabilidad singular del reglamento. Afectación a la seguridad jurídica y predictibilidad de este coste tan relevante.

El precio del combustible se encuentra entre los costes de explotación. El art. 20 del RD 413/2014 ya previa su revisión al menos anual y la Orden IET/1345/2015 establece la metodología de actualización con periodicidad semestral de la Ro de las ITs y, por ende, del coste del combustible soportado por las ITS fijando el modo en que ha de considerarse el precio de dicho combustible.

La Orden IET/1345/2015 utilizaba como referencia para dicho coste del fuelóleo los precios de futuro dados en los seis meses anteriores, de los contratos de suministro de Brent para semestre aplicable. Lo mismo sucede respecto del coste del gasóleo.

En la orden TED/171/2020 se ha utilizado precios de fuelóleo históricos y los futuros de Brent para el primer semestre de 2020. Prueba de lo anterior es que en la metodología empleada en la Orden no se contemplan los parámetros A, B y C.

Así se afirma en el informe pericial: "la Orden TED/171/2020 no habría determinado, para las plantas de cogeneración, el valor de la Ro para el primer semestre de 2020 conforme a la metodología establecida en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio (en adelante, la Orden IET/1345/2015) sino que reconoce unos valores de la magnitud del precio del combustible diferentes a los que se obtendrían de la aplicación de la metodología definida en la Orden IET/1345/2015, pese a estar vigente esta última", lo que ha determinado un impacto retributivo en las IT.

Y la explicación dada para este cambio en palabras de la MAIN es que se ha partido "de unos precios de combustibles que han de ser estimados, conforme a la mejor aproximación posible, para el primer semestre

del año 2020, al igual que se hizo al comienzo del periodo anterior" (*vid.* págs. 40 y 41 del documento número 20 "2020-02-14 - MAIN Orden actualización 2020-2025 19_50.docx" del expediente administrativo). Sin que se explique en qué ha consistido dicha aproximación, ni por qué no ha aplicado la metodología establecida en la Orden IET/1345/2015.

Este cambio metodológico se ha aplicado únicamente para las plantas de cogeneración dado que, para otras tecnologías como la biomasa, el precio del combustible para el cálculo del valor de la Ro de las ITs del primer semestre de 2020 empleado en la Orden TED/171/2020, sí que se ha calculado conforme a la metodología de la Orden IET/1345/2015, lo que si acaso, añade más inconcreción en la justificación dada por la Administración.

Ello implica, a su juicio, que se ha orillado una norma reglamentaria, como es la Orden IET/1345/2015, por la Orden impugnada que, aun teniendo el mismo rango, no tiene naturaleza reglamentaria y además la Administración se ha apartado de la utilización pacífica de dicha metodología sin invocar razón alguna. Y se ha infringido el principio de inderogabilidad singular del reglamento dado que por la Orden que determina el precio, acto singular, se excepciona para un tipo de instalaciones, la metodología establecida en una Orden de naturaleza reglamentaria. Y se invoca también la infracción del principio de seguridad jurídica, confianza legítima y predictibilidad.

Por ello solicita que declare nula la estimación del precio de combustible (fuelóleo) que se ha efectuado por la Orden TED/171/2020 y, en coherencia, que anule la Ro de los códigos IT-01117 e IT-01120, y que condene a la Administración, dentro de los límites que prevé el artículo 71 de la LJCA, a realizar una nueva estimación que aplique la metodología de la Orden IET/1345/2015 en la determinación del precio del fuelóleo, y, asimismo, otra Ro que incorpore esa nueva estimación.

4º El ajuste de la retribución a la inversión en función del precio de mercado de 2019 resulta contraria a una interpretación acorde con el Real Decreto-Ley 17/2019 e impedirá a la IT cubrir los gastos de inversión y obtener la rentabilidad razonable preconizada.

La retribución a la inversión (en adelante, "Rinv") se ajusta en función de la evolución real del precio de mercado de los años 2017, 2018 y 2019. La Orden TED/171/2020 ha determinado el precio medio anual diario e intradiario de 2019 tomando en consideración únicamente lo que prevé el artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014, que desarrolla el método de cálculo del precio medio anual para determinar los ajustes por desviación de precios de mercado, a cuyo tenor: "Para el último año natural de cada semiperiodo regulatorio, el precio medio anual del mercado diario e intradiario se calculará como la media móvil, de los 12 meses anteriores al 1 de octubre, de los precios horarios del mercado diario e intradiario ponderados con la energía casada en dichos mercados en cada hora. El valor obtenido se publicará antes del 15 de octubre de dicho año".

El precio de mercado que se recoge en la Orden TED/171/2020 para el año 2019 para efectuar el ajuste de la Rinv con respecto a los valores que previamente habían sido estimados es de 53,18 €/MWh, esto es, el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el periodo comprendido entre el 30 de septiembre de 2018 y el 1 de octubre de 2019, pero sin incluir el precio medio de los tres últimos meses de 2019.

Siendo esa la regla general se justifica si la orden de actualización debe elaborarse, tramitarse y aprobarse antes del inicio de un semiperiodo regulatorio, esto es, antes del 1 de enero del año correspondiente, por lo que sería imposible recoger, para realizar el ajuste correspondiente, los datos reales del precio de mercado de los últimos meses del año (octubre, noviembre y diciembre), por lo que realizar los cálculos hasta el 1 de octubre tiene sentido. Pero nos encontramos ante una situación excepcional en la que el Gobierno estaba en funciones en el momento que tuvo que elaborar y aprobar la nueva orden de parámetros. Por ello se promulgó el Real Decreto-Ley 17/2019, de 22 de noviembre que establece un nuevo plazo de aprobación de la Orden por la que se revisarían los parámetros retributivos tal y como previene la exposición de motivos: "Asimismo, en lo que hace referencia a las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, la disposición adicional única amplía el plazo de aprobación de la orden ministerial por la que se revisan de los parámetros del régimen retributivo específico hasta el 29 de febrero de 2020. Esta disposición se justifica por las circunstancias excepcionales derivadas del prolongado periodo en el que el Gobierno se ha encontrado en funciones, que han impedido completar la tramitación necesaria de la revisión de dichos parámetros con las garantías jurídicas suficientes antes del inicio del nuevo periodo regulatorio, al ser necesario para calcular dichos parámetros retributivos partir de una rentabilidad razonable, que es la que establece el propio real decreto-ley" y así se regula en la Disposición Adicional Única de dicha norma.

El nuevo periodo -excepcional- concedido por el Real Decreto-ley 17/2019 exige que se adapte, consecuentemente, el periodo a tener en cuenta para determinar el precio medio de mercado del último año del semiperiodo regulatorio, pues a la fecha de publicación de la Orden TED/171/2020 -el 28 de febrero de 2020- el MITERD disponía de los datos reales de los doce meses anteriores al momento en que iban a aplicarse los nuevos parámetros retributivos. Por tanto, era perfectamente posible realizar el ajuste del precio con arreglo al

mejor valor disponible y desplazar esos 12 meses a los que se refiere el artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014 al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020.

Considera que la Administración no puede realizar una interpretación literal del artículo 22.4 del RD 413/2014 sino que es necesario interpretarlo de acuerdo con la realidad excepcional que regula el Real Decreto Ley 17/2019. Así lo consideró la CNMC en su informe en relación con la propuesta de la Orden.

La consideración de un precio de mercado no actualizado produce como consecuencia que se haya fijado una Rinv inferior a la que se habría determinado de haber tomado en consideración los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019. Tal y como se indica en el Dictamen Pericial, "el precio del pool ha caído de manera drástica (40%) durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019 (mantenida en 2020). [...]".

De hecho, el Gobierno va a modificar la caída del precio durante el estado de alarma mediante el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de julio (Disposición Adicional Cuarta).

5º Error en la determinación del valor del ajuste por desviaciones del precio de mercado por falta de consideración del IVPEE y su impacto en la Rinv de la IT.

La Rinv se calcula a partir del Valor Neto del Activo (VNA), que según el artículo 16.2 del Real Decreto 413/2014, el VNA se determina al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, (ii) de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y (iii) del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente.

El valor de ajuste por desviación del precio de mercado se contempla en el art. 22.4 del Real Decreto 413/2014 al afirmar "Cuando al finalizar cada semiperiodo regulatorio se proceda a revisar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el siguiente semiperiodo regulatorio en virtud de lo establecido en el artículo 20, se considerarán en el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo, los valores de ajuste por desviación en el precio del mercado de los años anteriores no repercutidos hasta ese momento, según lo establecido en el Anexo VI".

Este valor procede a ajustar la consideración de los ingresos por la venta de energía percibidos por la IT durante el semiperiodo regulatorio anterior, comparando los ingresos efectiva y realmente percibidos con los estimados en el inicio de ese semiperiodo regulatorio.

El problema surge al tiempo de tomar o no en consideración en el "precio de pool" (precio de la energía eléctrica obtenido de la casación de ofertas y demandas en el mercado diario e intradiario) la minoración correspondiente al **Impuesto** sobre el valor de Producción de energía eléctrica del 7% (IVPEE).

La Orden IET/130/2017 cuantificó el valor de la Ri sobre la base del valor neto del ajuste por desviación en el precio de mercado, esto es, teniendo en cuenta el efecto del **Impuesto** y ello porque los ingresos de explotación que perciben las IT no han de contemplar la parte de los ingresos de pool que las IT han de ingresar en la Administración tributaria.

Pero la Orden TED/171/2020 no ha considerado el IPVPEE en el valor de ajuste contraviniendo, a su juicio, el artículo 22.4 del RD 413/2014. La MAIN de 13 de febrero de 2020 (página 50) razona a este respecto que "La metodología para la actualización del valor neto del activo se establece en los Anexos VI y XIII del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Dicha metodología utiliza un parámetro denominado valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado (Vajdm), el cual se define y se calcula de acuerdo al artículo 22 del mencionado Real Decreto. Dicho artículo 22 no contempla la aplicación del IVPEE para el cálculo del Vajdm, por lo que no procede su incorporación en la actualización de la retribución a la inversión efectuada en esta orden".

Ello produce el efecto de entender que se ha amortizado la inversión en mayor medida que el valor estándar de inversión inicial, reconociéndose una menor RINV a las instalaciones tipo.

Por ello se solicita de la sala que se anule el cálculo del ajusta por desviación del precio de mercado por no haber considerado el IVPEE en la determinación de los ingresos procedente de la producción e incorporación al sistema eléctrico.

6º La Orden TED/171/2020 distingue por primera vez dos clases de instalación tipo en función de si la industria asociada pertenece o no a un sector o subsector en riesgo de fuga de carbono: nulidad por infracción de los artículos 14.7 LSE y 13.3, 17.1 y 24 del Real Decreto 413/2014.

La Orden TED/171/2020 ha procedido a un desdoblamiento de las ITs en función de si la industria o centro de consumo al que la instalación de cogeneración aporta calor útil pertenece o no a sectores o subsectores que están en riesgo de fuga de carbono. En concreto, la Orden TED/171/2020 parte de clasificar a todas las

instalaciones de cogeneración como "en riesgo de fuga de carbono", debiendo los titulares de las instalaciones que realicen su actividad en un sector o subsector que no figure en la lista de sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono, solicitar la asignación del código IT que no está en riesgo de fuga de carbono.

Estas últimas instalaciones van a ser clasificadas en unas ITs que asumen que la cogeneración percibe una asignación gratuita por el calor exportado a consumidores no acogidos al régimen de comercio de derechos de emisión (en adelante, "RCDE") del 26% en 2020 (porcentaje que irá variando a la baja con el tiempo), en línea con lo que asumió el IDAE para todo el sector de cogeneración en su Informe de 2015 y lo recogido en la Orden IET/1045/2014 que no distinguió dos tipos de IT para fuga y no fuga de carbono.

Por el contrario, como novedad introducida por la Orden TED/171/2020, las ITs de instalaciones de cogeneración que aportan calor a las industrias que **sí** operan en sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono se van a ver penalizadas por la Orden TED/171/2020 con una menor retribución a la operación, dado que se está asumiendo que la instalación de cogeneración percibe la asignación gratuita que realmente percibe la industria acogida al RCDE del 88% en 2020 (porcentaje que irá variando a la baja con el tiempo).

La propia MAIN en su página 39 explica lo siguiente: "La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, contempló para las plantas de cogeneración un método de cálculo de costes de derechos de emisión de CO2 bajo la hipótesis de que las instalaciones estaban en sectores no considerados en riesgo de fuga de carbono, lo que significa menor asignación gratuita de derechos de emisión asociados a la producción de calor y por lo tanto mayor coste de compra de dichos derechos".

Las instalaciones de cogeneración que aporten calor a una industria que no esté en riesgo de fuga de carbono recibirán un porcentaje de asignaciones gratuitas en función de la energía térmica que se irá reduciendo con el paso del tiempo; mientras que si la cogeneración aporta calor a una industria que está en riesgo de fuga de carbono, será la industria la que perciba las asignaciones gratuitas y no la cogeneración y lo hará en menor proporción cada año. Pero esta situación ha sido la misma desde el año 2013 en el que da comienzo la Fase III, sin que haya existido en este aspecto ninguna modificación relevante que justifique la nueva regulación introducida por la Orden TED/171/2020.

Nulidad de la Orden TED/171/2020 por infracción de los artículos 14.7 de la LSE y 13.3, 17.1 y 24 del Real Decreto 413/2014: no es posible reducir la Ro en el importe de las asignaciones gratuitas que percibe la industria o centro de consumo adicionalmente a las que percibiría la instalación de cogeneración.

El artículo 14.7 de la LSE dispone que: "sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica". En el mismo sentido se expresa el artículo 13.3, párrafo segundo, del Real Decreto 413/2014. Ello supone que todo aquello que no esté directamente relacionado con la producción de energía eléctrica, no puede ser considerado a la hora de determinar el régimen retributivo específico de la instalación tipo.

El artículo 24 del Real Decreto 413/2014 al referirse a los ingresos que pueden percibir las instalaciones de producción, distingue:

i. De un lado, y para todas las instalaciones -sin distinción de su tecnología-, las ayudas públicas destinadas a dichas instalaciones (no, sin embargo, a la industria asociada o al centro de consumo), las cuales se deducirán del régimen retributivo específico "a fin de cumplir con la normativa comunitaria relativa a la acumulación de ayudas estatales".

De esta forma, el modelo retributivo no tiene por finalidad que se minore el régimen retributivo específico de la cogeneración en aquellos casos en los que la industria o centro de consumo perciba una ayuda o subvención. Solo cuando la propia instalación de producción de energía eléctrica perciba una ayuda o subvención, el artículo 24.1 del Real Decreto 413/2014 exige que se reduzca la retribución regulada en consonancia.

Una interpretación contraria a la literalidad y la finalidad del precepto podría llevar al absurdo de pretender reducir el régimen retributivo específico de la instalación de cogeneración en el importe de las ayudas que se atribuyeran a la industria, por ejemplo, como consecuencia de la situación de emergencia sanitaria (COVID-19), lo que no tiene encaje o acomodo alguno en la regulación sectorial.

ii. De otro lado, y específicamente para las instalaciones de la categoría a) u otras que utilicen la tecnología de cogeneración (purines, lodos), "se tendrá en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico de la instalación tipo, los ingresos estándares indirectamente procedentes de la producción de calor útil asociado" en virtud del artículo 24.2.

Las asignaciones gratuitas de derechos de emisión nada tienen que ver con los "otros ingresos de explotación" que perciben las instalaciones de cogeneración y tampoco pueden equipararse a menores costes de

explotación de la cogeneración o al coste evitado a la industria, los cuales sí que tienen incidencia en el régimen retributivo específico.

El caso que nos ocupa no puede incardinarse en esta doctrina del Tribunal Supremo. Si consideramos una industria en riesgo de fuga de carbono sin cogeneración, que percibe el calor de un equipo convencional, percibirá la totalidad de las asignaciones gratuitas que le corresponden conforme al artículo 16.1 de la Ley 1/2005. Las mismas asignaciones gratuitas recibirá la industria con cogeneración cuando la actividad industrial forme parte de un sector o subsector en riesgo de fuga de carbono (si bien la cogeneración está viendo minorada su retribución en función de las asignaciones gratuitas que percibe la industria).

De esta forma, podemos concluir que, tanto la LSE, como el Real Decreto 413/2014, permiten tener en cuenta únicamente (a) ingresos obtenidos por las instalaciones de cogeneración que procedan de la producción de energía eléctrica o que procedan de la producción de calor útil (pues los costes de explotación se destinan indistintamente a la producción de electricidad y de calor) y (b) ayudas públicas concedidas a la misma instalación de producción. De ello se colige que las asignaciones gratuitas que se atribuyan a la industria o centro de consumo asociado, y que son distintas a las asignaciones gratuitas que percibe la instalación de producción de energía eléctrica en su condición de tal, no pueden tenerse en cuenta a la hora de calcular los parámetros retributivos y el régimen retributivo específico, pues ni son ingresos obtenidos por la instalación de cogeneración, ni son ingresos de la instalación de cogeneración que proceden de la venta de calor útil, ni, en fin, son ayudas públicas que perciba la instalación de producción misma.

No cabe que la Administración demanda confunda ahora las asignaciones gratuitas o las subvenciones que se atribuyan a la industria o centro de consumo asociado -pero independiente de la instalación de producción de energía eléctrica- con las asignaciones gratuitas que percibe la instalación de producción misma. Y ello con independencia de que estemos en presencia de la misma o distinta persona jurídica titular de la instalación de producción o de la industria/centro de consumo.

Si comparamos la cogeneración que aporta calor útil a una industria en riesgo de fuga de carbono con la que aporta calor a una industria que no esté en riesgo de fuga de carbono o no esté en RCDE, se dan las siguientes diferencias apoyadas por el Dictamen pericial:

- i. La primera cogeneración no recibirá asignaciones gratuitas, mientras que la industria recibirá un 88% de asignaciones en 2020 que se computan para minorar la retribución a la operación de la cogeneración.
- ii. La segunda cogeneración recibirá sus propias asignaciones gratuitas por el calor útil producido (un 26%) y solo ve minorado su régimen retributivo en función de esas asignaciones gratuitas que, no lo olvidemos, recibe la instalación de cogeneración misma (no la industria asociada) -y, por ello, consideramos conforme este caso al artículo 24.1 del Real Decreto 413/2014-. Cabe destacar que la guía metodológica del IDAE, estableció que la cogeneración era una instalación de generación eléctrica en riesgo de fuga. De ahí la asignación del 26% de emisiones gratuitas para el 2020.

Por ello entiende que la Orden es nula por vulnerar el principio de suficiencia retributiva, seguridad jurídica y confianza legítima. Y finalmente incurre en discriminación pues el desdoblamiento de la ITS provoca un trato diferente entre las industrias que emplean la tecnología de cogeneración y las que no lo hacen, lo que vulneraría el artículo 14 de la Constitución.

En efecto, las industrias en riesgo de fuga de carbono que reciban el calor de equipos convencionales que utilicen el mismo tipo de combustible que la instalación de cogeneración (por ejemplo, calderas de gas) percibirán las asignaciones gratuitas previstas en el artículo 16.1 de la Ley 1/2005, mientras que las industrias que reciben el calor útil de la cogeneración de alta eficiencia (cogeneración que no va a percibir por su parte asignaciones gratuitas, al aportar el calor a un consumidor en RCDE en riesgo de fuga de carbono) van a ver cómo esas asignaciones minoran íntegramente la retribución regulada de la instalación de cogeneración, por lo que el efecto económico global es equivalente a que la industria no percibiera ayudas en forma de asignaciones gratuitas.

Por ello solicita declare nula la distinción que efectúa la Orden TED/171/2020 entre instalaciones tipo aplicables a instalaciones que pertenecen a sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono e instalaciones que pertenecen a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono y, en particular, del artículo 5 de la Orden TED/171/2020 y que condene a la Administración a estar y pasar por dicha declaración, clasificando las instalaciones de mis mandantes en los códigos IT de instalaciones que no están en riesgo de fuga de carbono.

SEGUNDO. El Abogado del Estado se opone al recurso.

1º Sobre la supuesta inadecuada estimación del coste de los derechos de emisión de CO2 para todo el periodo regulatorio.

Para la elaboración de la norma se ha procedido a la estimación de los costes de los derechos de emisión de CO2 para el periodo 2020-2025. La estimación realizada ha tenido en cuenta valores pasados, al igual que se hace en la actualización de otros parámetros retributivos, como pueden ser el coste del gas natural, el fuelóleo o el gasóleo. La utilización de valores pasados no significa que no se esté llevando a cabo una estimación a futuro, sino que dicha estimación se sustenta en unas transacciones ya registradas y que engloban la práctica totalidad de los derechos de emisión existentes y comercializados durante el último año. Una estimación a futuro no ha de estar obligatoriamente sustentada en valores del mercado de futuros.

La propia demanda admite que no existe liquidez en el mercado a partir del segundo año y que las ofertas de compra y de venta no son relevantes en el mercado financiero a más de dos años, lo cual refuerza la idea de que la utilización de los valores de mercado de futuros para un periodo tan dilatado como el que nos ocupa no ha de ser forzosamente mejor que la metodología empleada por la Administración.

2º Sobre la supuesta indebida estimación del coste de los derechos de emisión de CO2 por inadecuada estimación de la asignación gratuita de derechos a las instalaciones de cogeneración.

La Orden TED/171/2020, al igual que la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, considera a las instalaciones de cogeneración, desde el punto de vista del régimen de comercio de derechos de emisión, como instalaciones de combustión cuya finalidad última es suministrar calor al proceso que lo demanda, es decir, producción de calor neto medible independientemente del sector de actividad en que opere dicha instalación. Este calor en ausencia de cogeneración debería ser producido con equipos de combustión distintos de la cogeneración (por ejemplo, calderas) y por ello si en la instalación del demandante hubiera calderas en lugar de cogeneración, una disminución de los derechos de emisión por reducción del benchmark o valor de referencia no le sería compensado por nadie. Y esto es así porque lo que subyace en la reducción de los valores de referencia por parte de la Comisión Europea es la voluntad de reducción de emisiones mediante la mejora de la eficiencia y la sustitución de las instalaciones más contaminantes.

El benchmark, tal y como indica el demandante citando la guía 'EU ETS Handbook' publicada por la Comisión Europea "[...] es un valor de referencia para las emisiones de gases de efecto invernadero, medido en tCO2, vinculado con una actividad de producción. El valor de referencia se utiliza para determinar el nivel de asignación gratuita que recibirá cada instalación dentro de cada sector.

[...]

Estos valores de referencia se fijan en el nivel medio de emisión de las instalaciones más eficientes del 10 % de cada sector. De este modo, las instalaciones que sean altamente eficientes deben recibir la totalidad o casi la totalidad de las asignaciones que necesitan para cumplir con las obligaciones del RCDE UE. Las instalaciones ineficientes tienen que hacer un mayor esfuerzo para cubrir sus emisiones con derechos de emisión, ya sea reduciendo las emisiones o comprando más derechos de emisión [...]."

Dada la fecha de elaboración de la citada Orden únicamente se conocía, por la información contenida en el IDR, que el benchmark estaría en el intervalo de 47,35 a 60,43 tCO2/TJH, se optó por calcular para cada instalación tipo, usando los parámetros que le son propios, el cociente entre las emisiones imputables a la producción de calor y el calor suministrado por dicha instalación tipo y utilizar este resultado siempre y cuando estuviera dentro del intervalo 47,35 a 60,43 tCO2/TJH.

3º Sobre que la OM parte de unos precios de combustible (gas natural) obtenidos de forma distinta a lo previsto en la Orden IET/1345/2015.

A juicio del representante de la Administración, la demanda parte del error de confundir el objeto de la OM, que regula los parámetros retributivos para el segundo período regulatorio, con la revisión de los parámetros que es el objeto de la Orden IET/1345/2015. Se refieren a supuestos diferentes una y otra Orden.

La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece el conjunto de parámetros retributivos que concreta el régimen retributivo específico aplicable a los años 2013, 2014, 2015 y 2016, siendo los más relevantes la Ri, la Ro, la vida útil regulatoria, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximo a efectos de percepción de la retribución a la operación.

El cálculo del parámetro Ro se realiza como la diferencia de los ingresos estimados por la participación en el mercado y los costes estimados de explotación para cada Instalación Tipo, como expresa la siguiente fórmula:

R_o = Costes de explotación - Ingresos por la participación en el mercado.

Para el cálculo de los costes de explotación, se han considerado, entre otros, el coste de combustible, el coste de los derechos de emisión de CO₂ no obtenidos por asignación gratuita y los costes de operación y mantenimiento.

Sin embargo, en dicha Orden, no se incluyen los valores de la retribución a la operación correspondientes a los años 2015 y 2016 de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible, debido a que tales parámetros se actualizarán con la periodicidad establecida en el art. 20.3 del RD 413/2014, de 6 de junio: "[...] 3. Al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible".

Para dar cumplimiento al mandato del apartado 20.3 se aprobó la Orden 1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico. En dicha Orden se establece la actualización semestral de la retribución a la operación, de modo que la R_o para un semestre natural s (R_{os}) se calcula a partir de la R_o del semestre anterior (R_{os-1}) en función de la evolución de los precios de los combustibles, y en el caso de las tecnologías que utilizan mayoritariamente gas natural, considerando la variación de los peajes de acceso a la red gasista.

De lo anterior se deduce que para calcular la R_o de un semestre es necesario conocer la R_o del semestre anterior, por lo que esta metodología de cálculo solo se puede aplicar cuando ya existe un valor aprobado de R_o .

Por tanto, la Orden 1345/2014, de 2 de julio, será de aplicación para la actualización de la retribución a la operación que se realiza al menos anualmente en virtud del apartado 20.3 del RD 413/2014, de 6 de junio, en particular, semestralmente, según establece la mencionada Orden, y que tendrá en consideración la variación del precio de combustible.

Por el contrario, la Orden TED/171/2020 se aprueba en aplicación del art. 14.2 de la Ley 24/2013 del Sector eléctrico y del artículo 20-1 del Real Decreto 413/2014 y en ella se revisan todos los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, a excepción de la inversión inicial y la vida útil regulatoria aplicables al periodo regulatorio 2020-2025, por lo que procede utilizar la metodología establecida en los artículos 16 y 17 y en los Anexos VI Y XIII del RD 413/2014.

La metodología de la Orden IET/1345/2015, realiza una actualización de la R_o en base al valor de la R_o del semestre anterior. Se trata por tanto de un cálculo de tipo acumulativo, en el que para calcular la R_o cada semestre se adiciona una corrección sobre el valor calculado de R_o en el semestre anterior. De lo anterior se deduce que dicha fórmula de cálculo contiene una desviación que se va acumulando a lo largo del tiempo.

Sin embargo, al inicio de cada periodo regulatorio, en virtud del artículo 14.4 de la Ley 24/2013, y el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, procede la revisión de la práctica totalidad de los parámetros para adecuarlos a la realidad en ese momento, eliminando el posible error acumulado en las actualizaciones semestrales.

Por ello la Orden TED/171/2020, establece los parámetros retributivos para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero del 2020 y el 31 de diciembre de 2025, en base al artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014. En ella se revisan la práctica totalidad de parámetros retributivos y procede aplicar la metodología establecida en el mismo Real Decreto.

Lo anterior sin perjuicio de las revisiones de retribución a la operación que se realicen al menos anualmente en relación con los precios del combustible, en base al artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014. Dichas revisiones se realizarán semestralmente de acuerdo con la metodología establecida en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, o aquella que se encuentre en vigor en cada momento.

4º Sobre que el ajuste de la retribución a la inversión en función del precio de mercado de 2019 resulta contraria a una interpretación acorde con el Real Decreto-Ley 17/2019 e impedirá a la IT cubrir los gastos de inversión y obtener la rentabilidad razonable.

Según la demanda, tras la aprobación de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, con fecha 28 de febrero de 2020, debido a causas excepcionales y contempladas en el Real Decreto-ley 17/2019, en esa fecha se disponía de los datos de precio real para todos los meses de 2019.

El Abogado del Estado sostiene que esta pretensión carece de cobertura y es contraria a lo que prevé el art. 22.4 del RD 413/2014 "4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el precio medio anual del mercado diario e intradiario. Dicho cálculo se realizará, para cada año natural, como media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario.

El valor obtenido se publicará anualmente antes del 30 de enero del siguiente año en la página web del citado organismo.

Para el último año natural de cada semiperiodo regulatorio, el precio medio anual del mercado diario e intradiario se calculará como la media aritmética móvil, de los doce meses anteriores al 1 de octubre, de los precios horarios del mercado diario e intradiario. El valor obtenido se publicará antes del 15 de octubre de dicho año."

Por tanto, el artículo 22.4 establece una metodología precisa y clara, que es la que se ha seguido para el cálculo del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado, al no prever el mencionado Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, ni el Real Decreto 413/2014, la posibilidad de modificar dicha metodología.

5º Sobre el supuesto error en la determinación del valor del ajuste por desviaciones del precio de mercado por no considerar el IVPEE y su impacto en la RINV.

Sostiene la demanda que la OM no ha considerado el **Impuesto** sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica (en adelante IVPEE) a los efectos de revisar la retribución a la inversión (en adelante Rinv). Concretamente entiende que el IVPEE debería haber sido considerado en el cálculo del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado (en adelante Vajdm), valor fundamental que marca la revisión de la Rinv, ya que no hacerlo supone no considerar los ingresos netos reales percibidos por las instalaciones.

El artículo 22 del Real Decreto 413/2014 establece los criterios para el cálculo del Vajdm, el cual se define y calcula de acuerdo al apartado 3, cuyo literal incluye fórmulas para su obtención que incluyen el precio medio anual del mercado diario e intradiario de los años del semiperiodo regulatorio anterior ($P_{m,i,j}$) y también límites denominados ' $L1_{i,j}$ ', ' $L2_{i,j}$ ', ' $LS1_{i,j}$ ' y ' $LS2_{i,j}$ '.

En este artículo 22 no figura indicación alguna que permita la utilización del IVPEE en la obtención del Vajdm a efectos de la revisión de la Rinv, por lo que la Orden TED/171/2020 no puede utilizar el IVPEE para el cálculo del Vajdm como reclama la demanda, ya que de hacerlo contravendría lo establecido en el artículo 22.3 del Real Decreto 413/2014. Sin perjuicio que se considere el **Impuesto** VPEE para la determinación de la retribución a la operación (Ro).

6º Sobre que la OM distingue indebidamente las IT en función de que la industria asociada esté o no en riesgo de fuga de carbono.

La Orden clasifica a priori a todas las plantas de cogeneración y tratamiento de residuos como si pertenecieran a un sector o subsector en riesgo de fuga de carbono, aunque en caso de no pertenecer pueden solicitar su reclasificación a una instalación tipo que considera que en efecto la planta no está en un sector o subsector en riesgo de fuga de carbono.

Lo anterior según la demanda es novedoso toda vez que hasta la entrada en vigor de la Orden TED/171/2021 las instalaciones tipo eran categorizadas como una actividad sin riesgo de fuga de carbono, y no ha habido modificaciones legislativas que justifiquen este cambio de criterio, infringiendo la seguridad jurídica y el principio de suficiencia retributiva de las instalaciones tipo.

El recurso incide sobre la situación en la cual una cogeneración aporta calor útil a una industria asociada en riesgo de fuga de carbono de tal forma que la asignación gratuita de derechos de emisión las percibe la industria y no la cogeneración. Insiste en que esa asignación gratuita no pueden tenerse en cuenta a la hora de calcular los parámetros retributivos y el régimen retributivo específico de la cogeneración, pues ni son ingresos obtenidos por la instalación de cogeneración, ni ingresos de la instalación de cogeneración que proceden de la venta de calor útil, ni ayudas públicas que perciba la instalación de producción misma (conceptos estos últimos que el Real Decreto 413/2014 permite considerar a efectos del régimen retributivo específico). También añade que cualquier acuerdo que se alcance entre cogenerador e industria en relación a las asignaciones gratuitas ha de quedar en la esfera privada, sin que trascienda en el régimen retributivo específico.

Carece de razón la recurrente por las siguientes razones:

Uno. En relación a las dos clases de instalación tipo en función de si la cogeneración se encuentra asociada a una industria en un sector (o subsector) en riesgo o no en riesgo de fuga de carbono.

La Orden IET/1045/2014 contempló para las plantas de cogeneración un método de cálculo de costes de derechos de emisión de CO₂ bajo la hipótesis de que las instalaciones estaban en sectores no considerados en riesgo de fuga de carbono, con una menor asignación gratuita de derechos de emisión que suponía mayor coste de compra de dichos derechos y por lo tanto mayor retribución por medio de la retribución a la operación. Cuando se elaboró la Orden TED/171/2020 se comprobó que la gran mayoría de los sectores de actividad que utilizan la cogeneración están en riesgo de fuga, y si se hubiera mantenido el criterio general de la anterior

Orden IET/1045/2014 hubiera supuesto un exceso de retribución que infringe la finalidad de la retribución a la operación establecida en el artículo 17.1 del Real Decreto 413/2014.

La correcta asignación en las instalaciones tipo de los costes asociados a la adquisición de derechos de emisión requiere tener en cuenta la diferencia existente en la asignación de derechos gratuitos a las instalaciones. De este modo, la estimación de costes asociados a la compra de derechos de emisión en las instalaciones tipo ha de tener en cuenta estrictamente el coste en el que efectivamente incurren las instalaciones en la compra de dichos derechos, evitando retribuir los derechos asignados de forma gratuita.

La Orden TED/171/2020 considera que las instalaciones tipo existentes se ubican en un sector en riesgo de fuga, lo que significa mayor asignación gratuita de derechos de emisión asociados a la producción de calor y por lo tanto menor coste de derechos de emisión, pero si se diese el caso que la cogeneración no opera en un sector en riesgo de fuga (con menor asignación gratuita y mayor coste de derechos de emisión), el titular de la instalación de cogeneración podrá solicitar dentro de un determinado periodo temporal, acogerse a una instalación tipo en un sector no en riesgo de fuga tras la pertinente justificación.

Se trata de una revisión del régimen retributivo que atiende a la situación real de cada instalación para calcular la retribución a la operación. Esta revisión se ha llevada a cabo a la finalización del primer periodo regulatorio (2014- 2019), y está posibilitada por el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014.

Dos. En relación al supuesto quebranto del principio de suficiencia retributiva.

Por lo que respecta a la relación existentes entre las instalaciones de cogeneración y las industrias asociadas en relación con el calor producido pueden darse varios supuestos:

- La actora recibiría derechos de emisión por el calor que producen sus equipos de combustión, entre los que se encuentran las cogeneraciones, si el calor producido lo consumiera esta misma empresa. En esta situación en la cual el mismo titular produce y consume el calor no tendría sentido insistir en la idea de que los derechos los recibe la industria consumidora y no la cogeneración.
- En el caso de que la demandante vendiera todo o parte del calor producido por su instalación de cogeneración a industrias que no estuvieran dentro del RCDE, sería la propia actora la que recibiría los derechos gratuitos imputables al calor que ha vendido a estas industrias. En esta situación tampoco tendría sentido insistir en que los derechos de emisión los recibe la industria consumidora y no la cogeneración.
- Por último, en el caso de que la recurrente vendiera todo o parte del calor producido por su instalación de cogeneración a industrias que estuvieran dentro del RCDE, serían estas industrias las que recibirían los derechos gratuitos imputables al calor que han consumido. No obstante, la recurrente tendría que notificar y entregar derechos por las emisiones imputables al calor que ha vendido, por lo que en este caso debería haber un acuerdo entre productor y consumidor sobre el precio de venta del calor.

Si el régimen primado ha de considerar el calor útil, también ha de considerar las asignaciones gratuitas de derechos de emisión que son atribuibles a la producción de dicho calor útil proporcionado por la cogeneración y ello independientemente de que la industria asociada que recibe el calor esté o no en un sector en riesgo de fuga de carbono cuyo efecto final será que se reciban más o menos derechos gratuitos por la producción de dicho calor.

Las instalaciones de cogeneración que generan calor que se consume en industrias que operan en sectores en riesgo de fuga no se ven penalizadas por la Orden TED/171/2020, puesto que a la producción de ese calor le corresponde una asignación gratuita superior por el hecho de ser consumido en un sector en riesgo de fuga.

No son ciertas las conclusiones alcanzadas en la demanda al distinguir dos tipos de instalaciones de cogeneración en función de si exportan calor a industrias que están o no en riesgo de fuga, quien percibe la asignación gratuita correspondiente a las emisiones atribuibles a la generación del calor es el consumidor del calor si está en RCDE o el productor si el consumidor no está en la RCDE, independientemente de si la actividad que realiza el consumidor del calor está o no en riesgo de fuga.

El régimen primado debe atender al hecho de que una planta de cogeneración produce energía eléctrica y calor útil, y que este calor útil tiene una valoración económica que ha de tener en consideración el coste de su producción, independientemente de si es consumido por la misma industria o es vendido a una tercera.

Por todo lo anterior, el régimen retributivo se ha de calcular teniendo en cuenta lo que establece el artículo 24.2 del Real Decreto 413/2014: "Para las instalaciones de la categoría a), se tendrá en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico de la instalación tipo, los ingresos estándares indirectamente procedentes de la producción de calor útil asociado.

El cálculo de estos ingresos se realizará valorando el calor útil al coste alternativo de producirlo mediante equipos convencionales que utilizaran el mismo tipo de combustible que la instalación de cogeneración".

La Administración no puede tener en cuenta a efectos de cálculo de la retribución a la cogeneración cómo es la estructura de suministro de calor de cada industria, sino únicamente que a un calor producido por una instalación de cogeneración le corresponde una asignación gratuita, que debe estimar correctamente teniendo en cuenta que ese calor se consume en un sector en riesgo de fuga o no.

TERCERO. La entidad "Sarval Bio Industries Noroeste SAU" presentó su escrito de conclusiones reiterando en esencia su demanda.

CUARTO. El Abogado del Estado en su escrito de conclusiones destaca que la actividad de producción de electricidad mediante el uso como carburante de petróleo o sus derivados, carbón mineral o gas natural (combustibles fósiles) está sujeta al régimen de derechos de emisión de CO₂. Que consiste en que deberá proveerse de los derechos de emisión que abarquen el CO₂ que desprendan en el proceso de combustión.

Y conforme al art. 24.2 del RD 413/2014 en la cogeneración se tiene en cuenta como ingreso, o menor coste, el de producción de calor útil por equipos convencionales que usen el mismo combustible. Lo que hace que esa producción alternativa estaría sujeta a los mismos derechos de emisión de CO₂ que la producción de electricidad. En cuanto incluida igualmente en el Anexo I de la Ley 1/2005.

Y entonces los derechos de emisión, los mismos, se descontarían como coste de producción de electricidad y se añadirían como coste de producción del calor útil. Por tanto, al restarse y sumarse la misma cantidad el efecto resultante es nulo.

QUINTO. Quedaron las actuaciones pendientes de señalamiento para votación y fallo, fijándose finalmente al efecto el día 28 de septiembre de 2021, en cuyo acto tuvo lugar, habiéndose observado las formalidades legales referentes al procedimiento.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. La entidad "Sarval Bio Industries Noroeste SAU" interpone recurso contencioso-administrativo contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

Este Tribunal ya ha tenido ocasión de pronunciarse sobre otros recursos contra esta misma Orden en los que se plantean los mismos motivos de impugnación. La solución alcanzada y los razonamientos utilizados en las sentencias STS nº 790/2021, de 3 de junio (rec. 195/2020) y STS nº 789/2021, de 3 de junio (rec. 229/2020) deben reiterarse en el caso que nos ocupa.

SEGUNDO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, basado en la inadecuada estimación del coste de los derechos de emisión de CO₂ para todo el periodo regulatorio.

El motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, basado en el argumento de que la Administración ha realizado una inadecuada estimación del coste de los derechos de CO₂ para todo el periodo regulatorio, en cuanto ha soslayado la obligación de hacer una estimación a futuro del coste de adquisición de dichos derechos, no puede ser estimado, por las siguientes consideraciones jurídicas que pasamos a exponer:

Esta Sala debe significar, en primer término, que, para examinar este motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, cabe partir de la premisa de que una de las características de la regulación del régimen retributivo específico establecida en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en los artículos 14 y siguientes del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en lo que respecta a la controversia jurídica planteada en este recurso contencioso-administrativo, según hemos expuesto en la sentencia de esta Sala de 6 de julio de 2020 (RCA 253/2019), es que no contempla la revisión de los costes de explotación distintos a los precios de los combustibles (gas natural, **hidrocarburos** líquidos distintos al gas natural) y a los peajes de acceso, de donde inferimos que no son susceptibles de revisión los costes de los derechos de emisión de CO₂, que sólo se podrán revisar al final del periodo regulatorio.

En efecto, en la citada sentencia de esta Sala, cuyos criterios hemos reiterado en las sentencias de 8 de julio de 2020 (RCA 12/2019), 18 de julio de 2020 (RCA 238/2019) y de 22 de julio de 2020 (RCA 287/2019), hemos fijado el criterio, en la expresión del voto mayoritario, de que el marco regulatorio del régimen retributivo específico no



prevé la revisión del coste de los derechos de emisión de CO₂ en la actualización semestral de los valores de la retribución a la operación de aquellas instalaciones tipo que utilizan tecnología cuyos costes de explotación depende, esencialmente, del precio del combustible.

Procede, asimismo, poner de relieve cuál es el contenido esencial de la tesis argumental que desarrolla la defensa letrada de la mercantil recurrente, que trata de cuestionar la legalidad de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, aun partiendo de la aceptación de la citada doctrina de esta Sala, que estima que el coste de adquisición de los derechos de emisión de CO₂ no es un coste sometido a actualización, conforme a las previsiones legales y reglamentarias vigentes, porque -a su juicio- la Administración no podía rehusar hacer una estimación prospectiva del coste de adquisición de dichos derechos de emisión de CO₂ que refleje los precios de mercado de futuro, pues no tiene sentido, desde la perspectiva de principio de sostenibilidad económico-financiera de las instalaciones de cogeneración, no tener en cuenta la tendencia alcista del mercado de derechos de emisión de CO₂, que se mantendrá durante el periodo regulatorio de 2020 a 2025.

Se aduce, al respecto, la infracción del artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico, por haber renunciado la Administración a la obligación de fijar el valor de los derechos de emisión de CO₂ atendiendo a los precios de mercado de futuros, en cuanto -a su juicio- sería incoherente mantener una valoración del coste de adquisición en 24,72 €/tCO₂ que va a mantener constante e invariable durante la totalidad del periodo regulatorio de 2020 a 2025, cuando existen indicios del comportamiento alcista del mercado de derechos de emisión de CO₂, según refleja el dictamen pericial aportado a las actuaciones.

Delimitado en estos términos el motivo de impugnación, cabe referir que no compartimos la tesis argumental de la parte demandante porque entendemos que de la lectura del artículo 14 de la citada Ley reguladora del Sector Eléctrico no se desprende ni se infiere que para el cálculo de la retribución específica, en lo que respecta a la estimación de los costes de explotación, entre los que se incluyen los costes de adquisición de los derechos de emisión de CO₂, deban considerarse de forma inexcusable los costes futuros, aunque estimamos que la metodología utilizada para su cálculo debe fundarse en criterios de racionalidad económica comúnmente aceptados, que permitan a las instalaciones de producción de energía eléctrica que tengan derecho a acogerse al régimen retributivo específico una rentabilidad razonable.

El artículo 14 de la meritada Ley del Sector Eléctrico, en su apartado 4, dispone que los parámetros de retribución de la actividad de producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de Derecho Comunitario Europeo establezca una vigencia distinta, pero no establece, específicamente, ni tampoco en el apartado 7 de la citada disposición, una metodología aplicable a la revisión de los parámetros retributivos (ni por tanto en referencia al coste de los derechos de emisión de CO₂), que se base en los precios del mercado de futuros.

Por eso, sostenemos que no tiene cobertura ni en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ni en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la pretensión formulada con el objeto de que se reconozca la obligación de la Administración de aprobar una metodología alternativa -tal como se propugna con base en el dictamen pericial aportado a las actuaciones-, que sustituya a la metodología de cálculo cuya aplicación ha determinado la cuantificación del valor del coste de los derechos de emisión de CO₂ en el periodo regulatorio correspondiente a 2020-2025.

Debe señalarse, por tanto, que aceptar la tesis de la entidad demandante supondría sustituir la metodología aplicada por el Ministerio de Transición Ecológica y para el Reto Demográfico para el cálculo del valor de los derechos de emisión para el periodo regulatorio comprendido entre los años 2020 a 2025, por los criterios de valoración que se recogen en el dictamen pericial, lo que supondría, de facto, implantar una metodología cuya aprobación corresponde al legislador o al titular de la potestad reglamentaria, que estimamos excede del ámbito de control jurisdiccional que corresponde a los Tribunales de lo Contencioso-Administrativo de conformidad con lo dispuesto en el artículo 70.2 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Cabe, asimismo, subrayar que no consideramos que la metodología utilizada por el Ministerio de Transición Ecológica y para el Reto Demográfico, de atender como referencia a valores históricos, que se sustenta en el análisis de las transacciones ya registradas y que engloban la práctica totalidad de los derechos de emisión existentes y comercializados durante el último año, sea inconsistente, dadas las características de volatilidad de dicho mercado y el escenario potencial de reducción de la demanda que, repercutiría en el precio en el mercado de derechos de emisión, pues, como observa la Abogada del Estado, estamos ante un escenario de

aceleración del proceso de descarbonización de la economía y de atracción de fuertes inversiones al sector de las energías renovables, que determina que las estimaciones de futuro no resulten válidas.

También cabe rechazar que proceda declarar la nulidad de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, en este extremo, referido a la inadecuada estimación de los derechos de emisión de CO₂ por la ausencia de justificación de los motivos por los que la Administración ha descartado hacer una estimación del coste futuro de los derechos de emisión de CO₂, por cuanto, aunque esta Sala considera que, de conformidad con los principios inherentes a una buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, entre los que se incluye el principio de transparencia, la Memoria de Análisis del Impacto Normativo debió contener una explicación de la metodología de cálculo utilizada para determinar el valor del coste de adquisición de los derechos de emisión de CO₂ más detallada, lo cierto es que la Orden TED/171/2020, no altera la metodología aplicada para calcular el valor del coste de los derechos de emisión utilizados en el anterior periodo regulatorio, por lo que estimamos el hecho de que en el expediente no se encuentre un análisis o estudio del mercado de futuros no tiene carácter invalidante.

En este sentido, cabe destacar que las razones que, según la Administración, justificarían atender a los precios pasados para fijar el valor de coste de los derechos de emisión de CO₂ para el periodo regulatorio 2020-2025, eran conocidas por las entidades participantes en el procedimiento de elaboración de la Orden ministerial, como evidencia el hecho de que la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sugiriese, como recomendación, que se hiciera una estimación del coste futuro del CO₂ para todo el periodo regulatorio.

En último término, cabe referir que el dictamen pericial aportado a las actuaciones, valorado conforme a la sana crítica, según ordena el artículo 348 de la Ley de Enjuiciamiento Civil, no resulta convincente para alterar las consideraciones expuestas, porque el hecho de que los peritos manifiesten que no son conscientes de la existencia de razones o particularidades que aconsejen utilizar los valores pasados del CO₂ para la determinación de su coste en los próximos seis años, en cuanto -según refieren- los derechos de emisión no son commodity energética al uso, dado que existe la posibilidad "del regulador de intervenir en el mercado para que el precio se incremente de una forma discrecional al objeto de conseguir los objetivos de descarbonización", no es determinante para entender que la aplicación de una metodología que tiene como referencia los precios históricos de los derechos de emisión de CO₂, pero referidos al año anterior al inicio del periodo regulatorio sin proyectar tales valores a futuro, por la que ha optado el Ministerio para la Transición Ecológica, sea ilógica, irracional, incoherente o arbitraria.

Cabe señalar que, desde la perspectiva técnico-jurídica, el dictamen pericial parte de una hipótesis -la naturaleza alcista del mercado de derechos de emisión de CO₂- que no estimamos que resulte suficientemente sólida, pues su determinación está condicionada por múltiples factores relacionados con la política industrial y el desarrollo progresivo de las políticas energéticas y medioambientales de lucha contra la reducción del cambio climático y los gases de efecto invernadero.

No obstante lo expuesto, esta Sala considera que si la evolución del régimen de comercio de derechos de emisión, en el periodo de 2021-2023 correspondiente a la fase IV, supone un incremento exponencial del coste de los derechos de emisión que produzca un desequilibrio significativo en los ingresos y costes de explotación establecidos para cada instalación tipo, que ponga en riesgo la obtención de una rentabilidad razonable a las instalaciones de cogeneración, corresponderá, en su caso, al Gobierno valorar la necesidad de promover las reformas legales o reglamentarias que resulten pertinentes con el objeto de que la metodología aplicable por la Administración para el cálculo de la retribución a la operación y la regulación del régimen retributivo específico responda a los principios de objetividad, transparencia, eficiencia económica y no discriminación, en aras de cumplir los objetivos de lucha contra el cambio climático y reducir los gases de efecto invernadero, en el marco de las políticas energéticas y medioambientales de la Unión Europea.

Cabe reseñar, al respecto, que en este mismo sentido se pronunció la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe de 30 de enero de 2020, que, en relación con la periodicidad en la revisión del precio de los derechos de emisión de CO₂, propugnó, entre otras alternativas, la modificación del artículo 20.2 del Real Decreto 413/2014, para que el precio de los derechos de emisión tuviera un tratamiento análogo al de los precios del mercado eléctrico, que posibilitara hacer ajustes cada semiperiodo regulatorio.

TERCERO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, basado en la indebida estimación de los derechos de emisión de CO₂ por la inadecuada estimación de la asignación gratuita de derechos a las plantas de cogeneración.

El motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, basado en la indebida estimación del coste de los derechos de emisión de CO₂, por inadecuada estimación de la asignación gratuita de derechos a las plantas de cogeneración, debe desestimarse por las siguientes consideraciones jurídicas que pasamos a exponer:

Esta Sala considera, en primer término, que el cuestionamiento de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, con base en supuestas deficiencias relativas a la falta de justificación del criterio utilizado para determinar el valor de referencia o "benchmark", utilizado para la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂, debe ser rechazado, porque constatamos que en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo de 4 de febrero de 2020 se expone con suficiente claridad que se sustituye el valor de referencia aplicado hasta el año 2020 (factor de emisión del gas natural dividido por 0'9), por un valor de referencia actualizado de emisiones de CO₂ por unidad de producción de calor neto medible expresado en tCO₂/TJh.

La causa que justifica la decisión de la Administración responde, sin duda, a un criterio de oportunidad regulatoria, pues se vincula al hecho de que en la fecha de aprobación de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, el valor de referencia unitario que debía aprobar la Comisión Europea no se había definido ni publicado, aunque, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, se habría determinado que dicho valor debía estar en el rango 47.35 a 60.43 tCO₂/TJh, por lo que se decidió que el valor de referencia debía ser calculado para cada instalación tipo en cada uno de los años 2020 a 2025, con la salvedad de que dicho valor no pudiera estar fuera del intervalo antes indicado.

Por ello, no estimamos que la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, haya vulnerado el principio de transparencia, pues, tanto en la citada Memoria de Análisis del Impacto Normativo como en el Informe elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, y en el Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se contienen datos que permiten conocer cuáles son las razones fácticas y jurídicas que determinaron que no se pudiera aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 18/2019, y, ante las circunstancias sobrevenidas de carácter temporal, se optara de forma excepcional por aplicar una metodología de cálculo del valor de referencia para cada instalación tipo y se estableciera específicamente una reducción del 8 % del valor de referencia, dentro del rango establecido por la Comisión Europea.

Tampoco consideramos que proceda declarar la nulidad de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por haberse fijado el valor de referencia para cada instalación, sin fijar los valores de referencia con carácter universal y uniforme para el conjunto de instalaciones de la Unión Europea de los productos reconocidos en el EU ETS, cuya fijación corresponde a la Comisión Europea, puesto que no cabe desconocer la singularidad del escenario regulatorio relativo a la determinación del valor de referencia utilizado para la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂, en que tuvo que fijarse el valor de referencia en un momento en que la Comisión Europea todavía no había adoptado una decisión sobre los valores actualizados de la benchmark para calcular la asignación gratuita de los derechos de emisión de CO₂ para el periodo 2021-2023 (Fase IV), al encontrarse en fase de análisis de las informaciones reportadas por los Estados miembros respecto de las solicitudes de asignación formuladas por los titulares de las instalaciones.

En este contexto regulatorio, consideramos que el dictamen pericial aportado a las actuaciones, que fue completado con las aclaraciones efectuadas al mismo por los peritos, no resulta concluyente para declarar la nulidad de la previsión sobre el valor de referencia establecido en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, puesto que cabe entender que la fijación de esta variable, de la que depende la asignación gratuita de los derechos de emisión de CO₂ tiene un carácter preliminar y provisional, cuya aplicabilidad está condicionada a la publicación por la Comisión Europea del valor de referencia que se aplicará por igual a todos los sectores y a todos los Estados y afectará por igual a todas las instalaciones de cogeneración. Ello requerirá presumiblemente, si no coincide con el valor de referencia establecido en la citada Orden ministerial, un ajuste de la retribución a la operación que deberá reflejarse en las ulteriores Órdenes ministeriales regulatorias de los parámetros retributivos aprobadas con carácter anual, lo que deberá implicar, en su caso, tal como hemos expuesto en el precedente fundamento jurídico, la modificación de la regulación reglamentaria vigente para que tal actualización sea viable.

CUARTO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en la incorrecta estimación del precio del combustible.

El motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en la incorrecta estimación del precio del combustible, debe desestimarse con base en las consideraciones jurídicas que exponemos a continuación:

En el siguiente motivo de impugnación de la Orden TED/171/2020, se denuncia la infracción del principio de inderogabilidad singular del reglamento, de seguridad jurídica y predictibilidad porque parte de unos precios de combustible obtenidos de forma distinta a lo previsto en la Orden 1345/2015. Argumenta que la estimación del precio de combustible que realiza la Orden impugnada supone la derogación singular de la metodología

de la Orden 1345/2015, pues la regulación general se ve contravenida por un acto administrativo de alcance singular, colocando al operador en una situación de incertidumbre.

Sostiene que entre los costes de explotación se encuentra, con carácter principal, el precio del combustible y que, debido a lo relevante de dicho coste para las cogeneraciones de alta eficiencia, el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, prevé -al menos- la revisión anual de la retribución de la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Y señala que la delegación reglamentaria de dicho mandato se concretó en la Orden IET 1345/2015, que establece la metodología de actualización, con periodicidad semestral, de la Ro de las ITs y, por ende, del coste del combustible soportado por las ITs fijando el modo que ha de considerarse el precio del combustible.

Continúa su alegato indicando que se ha venido aplicando de forma continuada y pacífica la metodología de la Orden 1345/2015, que a pesar de tener rango de Orden ministerial presenta una naturaleza distinta, reglamentaria, pues tiene vocación de permanencia en el tiempo al disciplinar desde el inicio del actual sistema retributivo la forma de cálculo del precio del combustible. En su opinión, la Orden TED/171/2020 recurrida se aparta de la metodología de la Orden 1345/2015 - que no deroga ni modifica- y sin motivo ni justificación pone de manifiesto la actuación incoherente de la Administración.

Prosigue afirmando que la Orden TED/171/2020 no justifica la razón por la que prescinde y se aparta de la metodología de la Orden IET/1345/2015, pues la explicación dada en la MAIN es vacua y genérica, y añade que el cambio metodológico se aplica únicamente para las plantas de cogeneración, puesto que para otras plantas -como las de biomasa- el precio de combustible para el cálculo del valor Ro de las ITs del primer semestre, se calcula conforme a la metodología IET/1345/2015.

El obrar de la Administración en la determinación del precio de combustible supone la omisión de la metodología regulada por una norma reglamentaria en vigor que no sólo no se ha derogado, sino que aplica a otras tecnologías y a la propia tecnología de cogeneración en aquello que le resulta más favorable. La estimación del precio de combustible en el periodo regulatorio 2020 a 2025, no es más que un acto administrativo de concreción de un valor que no tiene vocación de permanencia ni de repetición en el tiempo, pues se ejecuta y consume con su propia concreción. Al contrario que la metodología prevista en la Orden IET/1345/2015 para la actualización del Ro en función de la evolución semestral, que tiene la naturaleza reglamentaria, por su vocación de permanencia y general de aplicación, sin que se agote en el tiempo.

La actuación de la Administración vulnera además el principio de seguridad jurídica del artículo 9.3 CE, confianza legítima y predictibilidad y coloca al operador en una situación de incertidumbre. La actuación de la Administración genera una apariencia a la que los operadores ajustan su conducta y concluye que el cambio operado por la Orden TED/170/2020 no era necesario pues la metodología de la Orden 1345/2015 se venía aplicando de forma pacífica, ni acorde con la seguridad jurídica, razones por las que sostiene la nulidad de la Orden recurrida.

Pues bien, como es sabido, la inderogabilidad singular del reglamento se recoge en el artículo 37 de la ley 39/2015, de 1 de octubre, en los siguientes términos: "las resoluciones administrativas de carácter particular no podrán vulnerar lo establecido en una disposición de carácter general, aunque aquéllas procedan de un órgano de igual o superior jerarquía al que dictó la disposición general". Asimismo, se consideran nulas "las resoluciones administrativas que vulneren lo establecido en una disposición reglamentaria, así como aquellas que incurran en alguna de las causas recogidas en el artículo 47".

Este principio informador de la potestad reglamentaria implica la primacía de la norma reglamentaria frente a las resoluciones administrativas singulares, y el sometimiento de la Administración al ordenamiento jurídico, y por tanto a sus propios reglamentos y conlleva que una resolución administrativa de carácter particular no puede vulnerar lo establecido en una disposición de carácter general, un reglamento, independientemente del grado jerárquico del órgano del que emana, principio que encuentra su fundamento en otros dos principios constitucionales, el de legalidad (artículo 9.3 CE) y el de legalidad (artículo 14 CE).

En la demanda se aduce la vulneración de dicho principio junto al de seguridad jurídica y de predictibilidad al contraponer, por un lado, el bloque constituido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la Orden 1045/2014, de 16 de junio y la Orden 1315/2015 que establecen la metodología de cálculo y, por otro lado, el artículo 17.1 de la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, aquí impugnada, que incluye una diferente forma de cálculo del combustible.

No obstante, cabe recordar el distinto objeto y alcance de las Órdenes Ministeriales en liza.

Así, con base en las previsiones del Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y singularmente, su artículo 17.1 que regula la retribución a la operación, se dicta la Orden 1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban

los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y contempla el régimen retributivo aplicable a los años 2013, 2014 2015 y 2016.

En esta Orden 1045/2014, se establece el cálculo de la Ro considerando los costes de explotación menos los ingresos por la participación en el mercado. Para el cálculo de los costes de explotación se consideran los costes de combustible, de emisión del CO2 no obtenidos por asignación gratuita y los costes de operación y mantenimiento, sin que se incluyan los valores de retribución a la operación correspondientes a los años 2015 y 2016 de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente de los precios de combustible, pues tales parámetros se actualizarán con arreglo a lo dispuesto en el apartado 3º del artículo 20 del RD 413/2014 sobre "revisión y actualización de los parámetros retributivos".

Posteriormente, en cumplimiento del referido artículo 20.3 del RD 413/2014, se aprueba la Orden 1345/2015, de 2 de Julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, que prevé una actualización semestral de la retribución a la operación que se calcula a partir de la retribución del semestre anterior y en función de la evolución de los precios de los combustibles y peajes de acceso a la red gasista.

La Orden 1345/2014, de 2 de Julio, es de aplicación para la actualización de la retribución a la operación que se realiza al menos de forma anual con arreglo a lo dispuesto en el apartado 3º del artículo 20 del RD 413/2014, de 6 de junio - semestralmente según la Orden- teniendo en consideración la variación del precio de combustible.

Por su parte, la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, que ahora examinamos, se aprueba en aplicación de lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el artículo 20.1 RD 413/2014, de 6 de junio y en ella se revisan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo -a excepción de la inversión inicial y la vida útil regulatoria- aplicables al período regulatorio 2020-2025. En esta Orden de 2020 se valora la revisión de los parámetros retributivos para el periodo regulatorio de forma equivalente a como se hizo en la Orden 1045/2014, de 16 de junio, utilizando la metodología establecida en los artículos 16 y 17 de los Anexos VI y XIII del Real Decreto 413/2014. Esta metodología se aplica para el cálculo de la Ro, que se determina restando a los costes de explotación los ingresos por la participación en el mercado. Todo ello sin perjuicio de las revisiones que se realizarán a lo largo del período regulatorio previstas en el artículo 20 del RD 413/2014, y en particular, a partir de los valores de la Ro aprobados en la Orden TED 171/2020, se realizarán las actualizaciones contempladas en el artículo 20.3 del RD mencionado con fundamento en la reglamentación vigente en el momento de la actualización.

En suma, la metodología de la Orden IET/1345/2015 realiza una actualización de la Ro con base en el valor de la Ro del precedente semestre. Se realiza un cálculo acumulativo, en el que para el cálculo de la Ro en cada semestre se adiciona una corrección sobre el valor calculado de la Ro en el semestre anterior, dando lugar a una desviación que se va acumulando en el tiempo. Sin embargo, al inicio de cada período regulatorio, en aplicación del artículo 14.4 de la Ley 24/2013 y 20.1 RD 413/2014, procede la revisión de los parámetros para su adecuarlos a ese momento, eliminando los eventuales errores acumulados en las actualizaciones semestrales.

Y la Orden TED/171/2020 contempla los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el período 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025 con base en lo dispuesto en el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, en la que se revisan la práctica totalidad de los parámetros retributivos y se aplica la metodología establecida en el propio Real Decreto, sin perjuicio de las revisiones de retribución a la operación que han de realizarse en relación a los precios del combustible con arreglo al artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, revisiones que se realizan de forma semestral de acuerdo con la Orden IET 1345/2015, de 2 de julio, o la que se encuentre en vigor.

De lo anteriormente expuesto se desprende que nos hallamos ante Órdenes Ministeriales de mismo rango, que tienen un distinto objeto y alcance: la Orden IET 1345/2015 que establece la metodología para la actualización de la retribución a la operación en función de la evolución semestral de los precios del combustible y la Orden TED 171/2020, que regula para el periodo 2020-2025 la estimación del precio de combustible partiendo de unas hipótesis diferentes de la formula metodológica recogida en la Orden 1345/2015, que, no obstante, sigue siendo de aplicación para la actualización semestral de los parámetros retributivos.

Tratándose de Órdenes Ministeriales con un mismo rango y que tienen un distinto objeto y alcance, no concurren los elementos necesarios para apreciar la quiebra del principio de inderogabilidad singular del Reglamento, en los términos antes señalados. Lo mismo sucede con la invocación de los principios de seguridad jurídica y de predictibilidad en relación con la actualización del coste de explotación más relevante en las plantas de cogeneración, pues no cabe entender que se haya generado por la Administración una apariencia fundada de que la metodología incluida en la Orden 1345/2015, sería de aplicación también en la actualización

de los parámetros de las instalaciones tipo para el período 2020- 2025, y aun cuando pudiera considerarse una opción recomendable para el recurrente, es lo cierto que como señala la sentencia de 16 de diciembre de 2008 (RC 61/2007) "las apreciaciones subjetivas del recurrente sobre la oportunidad del criterio establecido por el titular de la potestad reglamentaria, cualquiera que sea la valoración que merezca, no constituye una razón o motivo de nulidad de la disposición, pues, como ya señalamos al examinar la jurisprudencia sobre el alcance del control jurisdiccional de la potestad reglamentaria, se trata de valoraciones que pertenecen al ámbito de la discrecionalidad y consiguiente decisión del contenido y sentido de la norma, que corresponde al titular de la potestad reglamentaria que se ejercita, sin que la impugnación de una disposición general pueda fundarse en los criterios de oportunidad o conveniencia subjetivos de quien la impugna, como señala la sentencia de 5 de diciembre de 2007, consideraciones de oportunidad que, como indica la sentencia de 13 de junio de 2007, no suponen en modo alguno que la regulación sea contraria a derecho".

QUINTO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en la incorrecta determinación del ajuste de la retribución a la inversión en función del precio medio anual del mercado diario e intradiario de 2019.

El motivo de impugnación formulado contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, basado en la incorrecta determinación del ajuste de la retribución a la inversión en función del precio medio anual del mercado diario e intradiario de 2019, debe ser desestimado con base en las consideraciones jurídicas que pasamos a exponer:

Alega la parte recurrente en este motivo de impugnación que en cumplimiento de lo ordenado por el artículo 20.3 del RD 413/2014, la orden recurrida realizó la revisión de los ingresos percibidos por los generadores de electricidad, a la vista de las desviaciones registradas respecto del precio del mercado eléctrico estimado para el semiperíodo 2017 a 2019, realizando el oportuno ajuste al precio real del mercado registrado en dicho período.

La orden impugnada recogió como precio de mercado del año 2019 el de 53,18 €/MWh, que se corresponde con el precio medio anual del mercado diario e intradiario comprendido el 30 de septiembre de 2018 y el 1 de octubre de 2019.

La crítica de la parte recurrente se centra en que el Ministerio demandado no ha tenido en cuenta que la aprobación de la Orden TED/171/2020 se ha producido con un considerable retraso respecto de lo previsto en el RD 413/2014, por lo que podría haberse tenido en cuenta, por estar disponible en este caso, el precio medio anual del mercado diario e intradiario del año natural 2019, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre, de la misma forma que se ha computado el año natural entero de los ejercicios 2017 y 2018. Al respecto señala que la disposición adicional única del Real Decreto-ley 17/2019 estableció, de forma excepcional, que para el segundo período regulatorio que comienza el 1 de enero de 2020, el plazo para la aprobación de la orden ministerial de revisión de los parámetros retributivos finalizará el 29 de febrero de 2020.

Por ello, en la fecha en la que se publicó la orden recurrida, el 28 de febrero de 2019, el Ministerio demandado ya disponía de los datos reales de los 12 meses del año 2019 y era posible realizar el ajuste del precio con arreglo al mejor valor disponible, mientras que al haber realizado el ajuste la orden impugnada sin contemplar lo sucedido en el último trimestre de 2019, ha ignorado un tramo temporal de elevada trascendencia económica, durante el que se registró un descenso muy relevante del precio del mercado eléctrico.

El artículo 22 del Real Decreto 413/2014, en sus apartados 1 a 3, establece la fórmula de realización del ajuste por desviaciones entre el precio de mercado de la energía estimado para cada año del semiperíodo regulatorio y el precio real de mercado y a tal efecto, el mismo precepto, en su apartado 4, indica la forma de cálculo del precio de mercado:

"La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el precio medio anual del mercado diario e intradiario. Dicho cálculo se realizará, para cada año natural, como media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario. El valor obtenido se publicará anualmente antes del 30 de enero del siguiente año en la página web del citado organismo.

Para el último año natural de cada semiperíodo regulatorio, el precio medio anual del mercado diario e intradiario se calculará como la media móvil, de los 12 meses anteriores al 1 de octubre, de los precios horarios del mercado diario e intradiario ponderados con la energía casada en dichos mercados en cada hora. El valor obtenido se publicará antes del 15 de octubre de dicho año."

Por tanto, como regla general el cálculo para la determinación del precio de mercado se realizará con la media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario del año natural, es decir, atendiendo a los precios indicados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año de que se trate.

A este cálculo responde el precio de mercado fijado por la orden impugnada respecto de los años 2017 (52,22 €/MWh) y 2018 (57,27 €/MWh), sin que la parte recurrente invoque ningún reproche en relación con los precios fijados para dichos años.

Sin embargo, el artículo 20.4 del RD 413/2014 establece, en su párrafo segundo, una regla **especial** para el caso particular del año en que finalice un semiperíodo, como es el año 2019, en el que para determinar el precio medio anual del mercado diario e intradiario se tomará la media aritmética móvil de los precios horarios del mercado diario e intradiario "[...] de los doce meses anteriores al 1 de octubre".

Por tanto, como no deja de reconocer la parte recurrente, la orden impugnada se ajusta en este extremo a las disposiciones del RD 413/2014 en cuanto al período a considerar para el cálculo del precio medio anual de mercado del año en que finalice el período regulatorio, como era el caso del año 2019. Por tal razón, habrá de reconocerse que, en sentido opuesto, cualquier cálculo que hubiera tenido en cuenta un período distinto al considerado sería contrario a las determinaciones del artículo 22.4, párrafo 2º del RD 413/2014, salvo previsión expresa para este caso singular de una norma reglamentaria del mismo rango que autorizase un cálculo distinto.

Además, debe tenerse en cuenta que, así como el Ministerio demandado puede realizar por sí mismo el cálculo de otros parámetros retributivos, como sería el caso de la estimación de los ingresos por la venta de energía o del coste de los derechos de emisión de CO₂, no sucede lo mismo con el precio medio anual de mercado diario e intradiario, que tiene que ser fijado imperativamente por la CNMC.

En efecto, en los casos en los que el Ministerio fijó por sí mismo los parámetros retributivos, como los señalados de la estimación de los ingresos por la venta de energía y el coste de los derechos de emisión de CO₂, si tuvo en consideración los precios del último trimestre de 2019, al autorizar la disposición Adicional única del RD-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, que excepcionalmente para el período regulatorio que comienza el 1 de enero de 2020 el plazo para la aprobación de la orden impugnada finalizara el 29 de febrero de 2020.

Así, los valores estimados de los precios del mercado eléctrico para los años 2020, 2021 y 2021 fueron calculados para cada uno de dichos años sobre la media aritmética de los precios de los contratos de futuros celebrados en los días de negociación entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2019 (MAIN, pág. 21) y en el caso de los derechos de emisión de CO₂, para determinar su valor de compra se ha considerado el precio medio del derecho de emisión resultante de las subastas organizadas por la plataforma EEX correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2019 (MAIN, pág. 31).

En cambio, el precio medio anual de la electricidad a considerar para realizar el ajuste por desviaciones entre el precio estimado y el de mercado, habrá de ser el calculado por la CNMC, como resulta expresamente ordenado por el artículo 22.4 del RD 413/2014, antes transcrito, que deberá publicar el valor obtenido según la fórmula del indicado precepto anualmente, antes del 30 de enero del siguiente año, en su página web, salvo el caso particular del precio correspondiente al último año natural de cada semiperíodo regulatorio, que deberá calcularse también por la CNMC, como antes se ha dicho, como la media móvil de los 12 meses anteriores al 1 de octubre y se publicará antes del 15 de octubre de dicho año.

SEXTO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en el error en la determinación del valor de ajuste por desviaciones del precio del mercado por falta de consideración del **impuesto** sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica.

El motivo de impugnación se basa en el error en la determinación del valor de ajuste por desviaciones del precio del mercado por falta de consideración del **impuesto** sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica. Debe desestimarse conforme a los razonamientos jurídicos que pasamos a exponer:

Sostiene la demanda que la Orden Ministerial impugnada no ha considerado el **Impuesto** sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica (en adelante IVPEE) a los efectos de revisar la retribución a la inversión (Rinv). Concretamente entiende que el IVPEE debería haber sido considerado en el cálculo del valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado (en adelante Vajdm), ya que no hacerlo supone no considerar los ingresos netos reales percibidos por las instalaciones.

El problema surge respecto en el "precio de pool" (precio de la energía eléctrica obtenido de la casación de ofertas y demandas en el mercado diario e intradiario) al no haber tomado en consideración la minoración correspondiente al **Impuesto** sobre el valor de Producción de energía eléctrica del 7% (IVPEE).

La Orden TED/171/2020 no ha considerado el IPVPEE en el valor de ajuste contraviniendo, a juicio de la parte recurrente, el artículo 22.4 del RD 413/2014.

La Rinv se calcula a partir del Valor Neto del Activo (VNA), que según el artículo 16.2 del Real Decreto 413/2014 se determina al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, (i) de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y (ii) del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente.

El valor de ajuste por desviación del precio de mercado se contempla en el art. 22.4 del Real Decreto 413/2014 en el que se dispone: "Cuando al finalizar cada semiperiodo regulatorio se proceda a revisar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el siguiente semiperiodo regulatorio en virtud de lo establecido en el artículo 20, se considerarán en el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo, los valores de ajuste por desviación en el precio del mercado de los años anteriores no repercutidos hasta ese momento, según lo establecido en el Anexo VI".

Este valor procede a ajustar los ingresos por la venta de energía percibidos por la IT durante el semiperiodo regulatorio anterior, comparando los ingresos efectiva y realmente percibidos con los estimados en el inicio de ese semiperiodo regulatorio.

Pero lo cierto es que ni en el artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014 ni en el Anexo VI al que se remite contemplan que para establecer el valor de ajuste por desviación del precio de mercado se deba descontar la cantidad pagada por el **Impuesto** sobre el valor de Producción de energía eléctrica, tal y como destaca también la MAIN de 13 de febrero de 2020 "La metodología para la actualización del valor neto del activo se establece en los Anexos VI y XIII del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Dicha metodología utiliza un parámetro denominado valor de ajuste por desviaciones del precio de mercado (Vajdm), el cual se define y se calcula de acuerdo al artículo 22 del mencionado Real Decreto. Dicho artículo 22 no contempla la aplicación del IPVPEE para el cálculo del Vajdm, por lo que no procede su incorporación en la actualización de la retribución a la inversión efectuada en esta orden".

No puede considerarse, por tanto, que la Orden impugnada vulnere el art. 22.4 del Real Decreto 413/2014.

SÉPTIMO. Sobre el motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en la ilegalidad de la distinción de dos clases de instalaciones tipo en función de si las industrias asociadas pertenecen o no a sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono.

En lo que concierne al motivo de impugnación formulado contra la Orden IET/171/2020, de 24 de febrero, basado en la ilegalidad de la distinción de dos clases de instalaciones tipo en función de si las industrias asociadas pertenecen o no a sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono, procede efectuar las siguientes consideraciones jurídicas:

La demandante afirma que la Orden TED/171/2020 ha procedido a un desdoblamiento de las ITs en función de si la industria o centro de consumo al que la instalación de cogeneración aporta calor útil pertenezca o no a sectores o subsectores que están en riesgo de fuga de carbono. En concreto, el art. 5 de dicha Orden afirma "1. Aquella instalación incluida en el régimen de comercio de derechos de emisión, que realice su actividad en un sector o subsector que no figure en la lista de sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono según la normativa de aplicación vigente en cada momento, podrá solicitar hasta el 30 de junio de 2020, la asignación a la instalación tipo que no está en riesgo de fuga de carbono, de idénticas características técnicas y económicas a la que esté asignada en el momento de entrada en vigor de esta orden".

Precepto que parte de clasificar a todas las instalaciones de cogeneración como "en riesgo de fuga de carbono", debiendo los titulares de las instalaciones que realicen su actividad en un sector o subsector que no figure en la lista de sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono, solicitar la asignación del código IT que no está en riesgo de fuga de carbono.

Las instalaciones de cogeneración que aporten calor a una industria que no esté en riesgo de fuga de carbono recibirán un porcentaje de asignaciones gratuitas en función de la energía térmica, que se irá reduciendo con el paso del tiempo; mientras que si la cogeneración aporta calor a una industria que está en riesgo de fuga de carbono será la industria la que perciba las asignaciones gratuitas y no la cogeneración.

La demandante sostiene que: a) no ha existido ningún cambio de regulación de los derechos de emisión o de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión que justifique el cambio radical introducido en la Orden impugnada; b) la Orden TED/171/2020 infringe los artículos 14.7 de la LSE, artículos 13.3, 17.1 y 24 del Real Decreto 413/2014 por cuanto, a su juicio, no es posible reducir la retribución a la operación (Ro) en el importe de las asignaciones gratuitas que percibe la industria o centro de consumo adicionalmente a las que

percibiría la instalación de cogeneración; c) se quiebra el principio de suficiencia retributiva y adicionalmente a los principios de seguridad jurídica, confianza legítima y predictibilidad; d) se provoca un trato diferente y discriminatorio entre las industrias que emplean la tecnología de cogeneración y las que no lo hacen, lo que vulneraría el art. 14 de la Constitución.

El hecho de que la Orden impugnada establezca nuevas instalaciones tipo con sus correspondientes parámetros retributivos, y diferencie entre aquellas que operan en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono y el que no lo está, no puede considerarse contrario a las previsiones que conforman el régimen retributivo.

La posibilidad de eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones y modificar sus parámetros retributivos aparece contemplada en los artículos 17 y 20.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Por otra parte, el hecho de que la Orden TED/171/2020, al tiempo de establecer las Instalaciones Tipo (ITs) y sus parámetros retributivos, tome en consideración si dichas instalaciones se encuentran o no sectores en riesgo de fuga de carbono responde a la normativa de la Unión y a la lógica del sistema retributivo.

La retribución a la operación incluye los costes derivados de la adquisición de los derechos de emisión de CO₂, que viene determinado por dos factores: el precio de los derechos de emisión; y la cantidad de derechos de emisión de CO₂ que tengo que comprar, la cual se cuantifica por la diferencia entre las emisiones de CO₂ y los derechos de emisión de asignación gratuita recibidos por las ITs (cuantos más derechos de emisión se asignen a una instalación de forma gratuita menor es el número de derechos de emisión que tengo que comprar y por ende menor es el coste de operación que se retribuye). Así, se afirmaba ya en la Orden IET/1045/2014, que al establecer el listado de costes tomados en consideración para calcular los costes de explotación de una instalación tipo incluye también, en el caso de las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos, "el coste de los derechos de emisión de CO₂ no obtenidos por asignación gratuita". Y así lo ha ratificado este Tribunal Supremo en varias sentencias entre ellas la STS nº 1072/2020, de 22 de julio de 2020 (rec. 267/2019) y la STS nº 1347/2020, de 19 de octubre de 2020 (rec. 252/2019).

Uno de los factores de ajuste, según la normativa de la Unión Europea, es el riesgo de fuga de carbono. Y los criterios de asignación gratuita de los derechos de emisión están contemplados en la normativa europea y en el art. 16 de la Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo.

La asignación gratuita derechos de emisión varía según se trate de actividades que actúan o no en sectores con "riesgo de fuga de carbono", entendiendo por tal la situación que puede producirse cuando, por motivos de costes derivados de políticas climáticas, las empresas trasladan su producción a otros países con límites de emisión menos estrictos.

La asignación gratuita de derechos de emisión en los sectores en "riesgo de fuga de carbono" es mayor que en aquellos sectores en los que no existe ese riesgo, por lo que resulta lógico que este factor tenga repercusión en el coste retribuido a la operación, pues las instalaciones que reciben mayores derechos de emisión de CO₂ de forma gratuita tendrán que adquirir menos en el mercado para poder operar. En definitiva, ninguna ilegalidad se advierte, por tanto, en una previsión como la contenida en el art. 5 de la Orden por el hecho de que diferencie instalaciones tipo tomando en consideración si operan en sectores en riesgo de fuga o si no lo están.

Tampoco se advierte irregularidad alguna porque se catalogue a estas instalaciones en riesgo de fuga como punto de partida, sin perjuicio de poder solicitar el cambio. Y ello porque cuando se elaboró la Orden TED/171/2020 se comprobó que la gran mayoría de los sectores de actividad que utilizan la cogeneración están en riesgo de fuga de carbono, por lo que se adaptó el coste de retribución a la realidad existente, evitando que se incrementase el coste en la retribución que no respondía a la realidad constatada. Tal y como señala el Preámbulo de la Orden impugnada "[...] con el objetivo de asignar correctamente los costes asociados a la adquisición de derechos de emisión, teniendo en cuenta la diferencia existente en la asignación de derechos gratuitos en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono en relación con el resto de sectores, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono. Este proceso de asignación requerirá de solicitud por parte del interesado, quien deberá acreditar la pertenencia de la instalación a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono".

Es cierto que ello implicó un cambio de criterio respecto de la previsión contenida en la Orden IET/1045/2014 en la que se contemplaba para las plantas de cogeneración un método de cálculo de costes de derechos de emisión de CO₂ bajo la hipótesis de que las instalaciones de cogeneración se categorizaban como una actividad sin riesgo de fuga de carbono. Pero, tal y como explica la MAIN de la Orden impugnada "[...] Para la redacción de esta orden, se ha comprobado que la gran mayoría de los sectores de actividad que utilizan la cogeneración están en riesgo de fuga, por lo cual no procede mantener de forma general el criterio de la Orden

IET/1045/2014, de 16 de junio, antes indicado, ya que hubiese ocasionado un mayor coste en la retribución de forma no justificada. De este modo, las instalaciones tipo existentes consideran que la cogeneración se ubica en un sector en riesgo de fuga, lo que significa mayor asignación gratuita de derechos de emisión asociados a la producción de calor y por lo tanto menor coste de derechos de emisión. No obstante, lo anterior, en esta orden se han incorporado nuevas instalaciones tipo que contemplan que la cogeneración pueda estar en un sector no considerado en riesgo de fuga (con menor asignación gratuita y mayor coste de derechos de emisión), dando la posibilidad al titular de la instalación de cogeneración de acogerse a este último tipo tras la pertinente justificación. Esto no supone una discriminación, sino una adaptación a la situación real de cada instalación para calcular la retribución a la operación".

En segundo lugar, se aduce la infracción de los artículos 14.7 de la LSE, 13.3, 17.1 y 24 del Real Decreto 413/2014 por cuanto, a juicio de la entidad recurrente, no es posible reducir la retribución a la operación en el importe de las asignaciones gratuitas que percibe la industria o centro de consumo adicionalmente a las que percibiría la instalación de cogeneración.

El problema surge, en este caso, en relación con la repercusión de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en los casos de transferencias de calor entre las instalaciones de cogeneración y la industria asociada.

La parte recurrente sostiene que la novedad introducida en la Orden TED/171/2020 consiste en que las ITS de cogeneración que aportan calor útil a industrias, cuando estas últimas operaran en sectores en riesgo de fuga, se ven penalizadas por la Orden con una menor retribución a la operación (R0), dado que se está asumiendo que la instalación de cogeneración percibe las asignaciones gratuitas cuando realmente las percibe la industria acogida al régimen de comercio de derecho de emisión y que son muy superiores a las que percibe la cogeneración por el calor que general.

Para esclarecer el criterio referido a la asignación gratuita de los derechos de emisión en los casos de trasvase de calor útil entre dos instalaciones se debe tomar en consideración la previsión contenida en el Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2018 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, en el que se establece que "Cuando se intercambie calor medible entre dos o más instalaciones, la asignación gratuita de derechos de emisión debe basarse en el consumo de calor de una instalación y tener en cuenta el riesgo de fuga de carbono, en su caso. Así, para garantizar que el número de derechos de emisión gratuitos se asigna con independencia de la estructura del suministro de calor, estos derechos de emisión deben asignarse al consumidor de calor". (considerando 21).

Resultan también relevantes las consideraciones contenidas en la Guía nº 6 de la Comisión Europea sobre la metodología armonizada de asignación gratuita del RCDE UE posterior a 2020 (publicada el 31 de enero de 2019) pues aún sin ser vinculantes contribuyen a aclarar las normas en esta materia.

En ella, y a los efectos de asignación gratuita de los derechos de emisión cuando existen flujos de calor entre instalaciones, se afirma que solo deben considerarse relevantes los flujos de calor medible, es decir, aquellos que se pueden o se podrían medir con un contador de energía térmica. Para ello toma en consideración los siguientes principios:

- el calor ha de producirse en una instalación incluida en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE UE) establecido mediante la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre.
- solo puede recibir asignación gratuita una instalación incluida en el RCDE.

Así, respecto a la asignación de los derechos de emisión gratuitos, pueden darse los siguientes supuestos:

1º La asignación en el caso de los flujos de calor procedentes de una instalación hacia otra instalación, cuando ambas están incluidas en el RCDE UE. Como norma general, la asignación gratuita se atribuye a la instalación que consume el calor medible neto. El factor de exposición a riesgo de fuga de carbono que se ha de utilizar corresponde al aplicable al consumidor de calor, es decir, la subinstalación (o subinstalaciones) que consume(n) calor en la instalación RCDE que importa dicho calor.

2º Flujos de calor procedentes de una instalación incluida en el RCDE hacia otra instalación o entidad no incluida RCDE. En esta situación, cuando el flujo de calor medible neto se consume fuera de los límites del RCDE UE, se otorgan los derechos gratuitos al productor de calor por el calor medible neto exportado.

Las entidades no incluidas en el RCDE, por defecto, no se consideran expuestas a un riesgo significativo de fuga de carbono. En el caso de flujos de calor hacia entidades no RCDE, el CLEF para los sectores expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono solo se puede emplear si el exportador de calor logra justificar que

ejerce su actividad de exportación de calor medible neto hacia una entidad no incluida en el RCDE expuesta a un riesgo significativo de fuga de carbono.

3º Flujos de calor procedentes de una instalación o entidad no RCDE hacia una instalación RCDE. El consumo del calor producido fuera del RCDE UE no opta a asignación gratuita. El factor de exposición a riesgo de fuga de carbono que se ha de utilizar corresponde al factor de exposición a riesgo de fuga de carbono de la subinstalación que consume el calor.

Estas consideraciones nos plantean tres escenarios posibles, con una distinta incidencia respecto de la queja planteada:

- La empresa de cogeneración produce calor útil que lo consume esa misma empresa. En este caso la empresa de cogeneración recibiría los derechos de emisión por el calor que producen sus equipos. No tendría sentido argumentar, en este caso, que los derechos los recibe la industria consumidora y no la cogeneración.
- La empresa de cogeneración vende todo o parte del calor producido por su instalación de cogeneración a industrias que no están dentro del Régimen de comercio de derecho de emisión (estas, por defecto, no se consideran expuestas a un riesgo significativo de fuga de carbono). En este caso sería la empresa de cogeneración, en cuanto productora del calor, la que percibiría los derechos gratuitos imputables al calor que ha venido a estas industrias. Tampoco en este caso tendría sentido argumentar que los derechos de emisión los recibe la industria consumidora y no la cogeneración.
- La empresa de cogeneración vende todo o parte del calor producido por su instalación a industrias que están dentro del Régimen de comercio de derecho de emisión. En este caso los derechos de emisión gratuitos los recibiría la industria o instalación que consume el calor y no la quien lo genera.

En este último supuesto el más conflictivo.

La Orden al definir los parámetros retributivos de las ITS, en concreto sus costes de operación, no debería ignorar que cuando la instalación de cogeneración vende calor a una industria que está dentro del Régimen de comercio de derecho de emisión, no percibe asignaciones gratuitas por los derechos de emisión de CO₂.

Esta conclusión es avalada en el informe pericial y en la ratificación del informe en el que se afirma que "la Orden TED/171/2020 modifica esta relación entre el Centro de consumo y la IT de cogeneración, estableciendo la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ a los centros de consumo, con riesgo de fuga de carbono, sean transferidas a las instalaciones de cogeneración, de manera que a menor coste presumido para la cogeneración (menor coste que en realidad lo es para el centro de consumo) menor será la retribución a la operación de la IT de cogeneración.

Este hecho, esto es, aplicar una asignación gratuita extra de derechos de emisión de CO₂ a las instalaciones de cogeneración, que en realidad no existe, provoca que el valor de la Ro de las instalaciones de cogeneración este considerando unos menores costes de explotación que los realmente soportados por las instalaciones de cogeneración dado que, por supuesto, en la realidad los Centros de consumo no transmiten dichos derechos a las instalaciones de cogeneración [...].

Por ello, la Orden impugnada al no tomar en consideración esta circunstancia al tiempo de establecer los parámetros retributivos de las instalaciones de cogeneración citadas en el supuesto tercero -empresa de cogeneración vende todo o parte del calor producido por su instalación a industrias que están dentro del Régimen de comercio de derecho de emisión- está reduciendo injustificadamente la retribución por costes de operación de dichas instalaciones, infringiendo así las previsiones contenidas en el artículo 14.7 de la Ley del Sector eléctrico, en el que se dispone que para el cálculo de la retribución específica de una instalación tipo se consideraran, entre otros, los costes estándar de explotación, sin que por ello se pueda computar en los costes estándar de explotación la reducción de derechos de emisión de CO₂ por asignación gratuita no percibidos por las instalaciones de cogeneración.

Ello genera, a su vez, un diferente trato retributivo de las instalaciones de cogeneración dependiendo de la industria a la que le venden el calor útil pese a que sus costes de explotación son los mismos. Los costes de operación para la cogeneración son los mismos con independencia de que consuma por sí misma o venda el calor a una industria asociada y con independencia de que la industria asociada esté o no en riesgo de fuga de carbono. Sin embargo, la retribución efectiva de los costes de operación (por la asignación gratuita de los derechos de emisión de CO₂) son distintos dependiendo de quien recibe los derechos de emisión gratuita.

El Abogado del Estado justifica esta situación afirmando que en estos casos la empresa de cogeneración tendrá que notificar y entregar derechos por las emisiones imputables al calor que ha vendido por lo que deberá de haber un acuerdo entre productor y consumidor sobre el precio de venta de calor. Argumenta que es difícil imaginar que si la empresa cogeneradora tiene que entregar derechos por las emisiones imputables al calor

que ha venido y es el consumidor del calor el que ha recibido los derechos, no traslade la imputación del coste de los derechos que corresponda en el precio de venta de calor.

Esta argumentación no disipa los reparos advertidos, pues la retribución ha de tomar en consideración los ingresos y los costes estándar de la instalación, sin que sea posible generar una disfunción en el cómputo de los costes para luego remitir su reparación a los acuerdos privados que se alcancen en el mercado. Precisamente el régimen retributivo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013 y posteriormente asumido por la Ley 24/2013, es adicional a la retribución por la venta de energía y calor generado y tiene por finalidad cubrir la diferencia entre estos ingresos y los costes de inversión y explotación, más la obtención de una rentabilidad adecuada, con referencia a una "instalación tipo".

Finalmente, no se advierte quiebra de los principios de seguridad jurídica, confianza legítima y predictibilidad.

Es bien conocida nuestra jurisprudencia referida a que los principios de seguridad jurídica y confianza legítima no "permiten consagrar un pretendido derecho a la congelación del ordenamiento jurídico existente (SSTC 182/1997, de 28 de octubre, FJ 13, y 183/2014, de 6 de noviembre, FJ 3). Y numerosos los pronunciamientos de esta Sala sobre la inexistencia de un derecho inmodificable, en favor de los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen **especial**, a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de sus retribuciones, y a las sentencias ya citadas cabe añadir, entre otras, las SSTS de 13 de septiembre de 2012 (RCA 48/2011), 15 de octubre de 2012 (RCA 64/2011), 10 de diciembre de 2012 (RCA 138/2011), 29 de enero de 2013 (RCA 232/2012), 25 de junio de 2013 (RCA 252/2012), 1 de julio de 2013 (RCA 305/2012), 13 de enero de 2014 (RCA 357/2012), 3 de abril de 2014 (RCA 444/2014), [...]".

Pero es que, además, tal y como hemos tenido ocasión de señalar anteriormente, nuestro ordenamiento jurídico prevé expresamente la posibilidad de eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones y modificar sus parámetros retributivos de forma periódica adaptándolos a la realidad existente, y que al inicio de cada periodo regulatorio se pueden modificar los parámetros retributivos (art. 14.4 de la LSE).

La modificación y actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones puede conllevar cambios al alza o a la baja para adaptar los elementos que lo componen a la realidad constatada, por lo que al estar previsto esta actualización al principio del periodo regulatorio no puede considerarse que se vulnere el principio de seguridad jurídica ni es posible invocar el de confianza legítima para mantener unos parámetros que los actores intervinientes conocen de antemano que están sujetos a revisión.

Por todo lo expuesto, consideramos que la Orden impugnada no es conforme a derecho y debe ser anulada en el extremo referido al cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones de cogeneración, al computar en sus costes de operación la asignación gratuita de los derechos de emisión de CO2 percibidos por la empresa consumidora del calor, reduciendo así los costes de operación por unos derechos de emisión de CO2 de asignación gratuita no percibidos.

La estimación es parcial y tiene una proyección mucho más limitada que la pretendida por la parte en el suplico de su demanda.

La estimación no implica, en contra de lo solicitado, la ilegalidad de la Orden TED/171/2020 ni en particular de su art. 5, por diferenciar entre ITs aplicables a instalaciones que pertenecen a sectores o subsectores en riesgo de fuga de carbono o aquellas que no lo están. Ni por establecer unos parámetros retributivos distintos para unas y otras.

Tampoco es posible ordenar a la Administración que declare que a las instalaciones de los recurrentes se les deben asignar un código IT correspondiente a instalaciones que no estén en riesgo de fuga de carbono. Esta asignación ha de responder a la realidad existente y las instalaciones que se encuentra o no en riesgo de fuga de carbono no pueden establecerse por este tribunal.

El alcance de la nulidad acordada, y la consiguiente necesidad de introducir cambios en los parámetros retributivos de la Orden impugnada, tan solo afecta a las instalaciones tipo que afectan a las empresas de cogeneración que venden todo o parte del calor producido a industrias que están dentro del RCDE y los derechos de emisión gratuitos los recibe la industria o instalación que consume el calor y no la quien lo genera, cuando tales derechos se toman en consideración para computar los costes operativos de la instalación de cogeneración.

En consecuencia, con lo razonado, procede estimar en parte el recurso contencioso-administrativo interpuesto, declarando la nulidad de los parámetros retributivos correspondientes a aquellas instalaciones tipo referidas a determinadas plantas de cogeneración que venden todo o parte del calor útil producido a industrias que están dentro del RCDE y que perciben los derechos de emisión de CO2 asignados gratuitamente por el calor útil consumido.

**OCTAVO.** Sobre las costas procesales.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 139.2 de la Ley reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, no procede imponer las costas procesales causadas en el presente recurso contencioso-administrativo.

FALLO

Por todo lo expuesto, en nombre del Rey y por la autoridad que le confiere la Constitución, esta Sala ha decidido

PRIMERO. Estimar en parte el recurso contencioso-administrativo interpuesto por la representación procesal de la sociedad "Sarval Bio Industries Noroeste SAU" contra la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020, declarando la nulidad de los parámetros retributivos correspondientes a aquellas instalaciones tipo referidas a determinadas plantas de cogeneración que venden todo o parte del calor útil producido a industrias que están dentro del RCDE y que perciben los derechos de emisión de CO2 asignados gratuitamente por el calor útil consumido.

SEGUNDO. No procede efectuar expresa imposición de las costas procesales causadas en el presente recurso contencioso-administrativo.

Notifíquese esta resolución a las partes e insértese en la colección legislativa.

Así se acuerda y firma.

TRIBUNAL SUPREMO**Sala de lo Contencioso-Administrativo****VOTO PARTICULAR**

VOTO PARTICULAR que formula el Magistrado Excmo. Sr. D. Eduardo Calvo Rojas a la sentencia dictada en el recurso contencioso-administrativo nº 212/2020.

Discrepo respetuosamente de lo razonado en el fundamento jurídico segundo de la sentencia, donde se examina el alegato en el que la parte recurrente reprocha a la Orden TED/171/2020 una inadecuada estimación del coste de los derechos de emisión de CO2 para todo el periodo regulatorio.

A mi entender, el recurso debería haber sido estimado en ese concreto punto, lo que supondría la anulación de la Orden TED/171/2020 en lo que se refiere a la estimación que en ella se hace del coste de los derechos de emisión de CO2. Y ello por las razones que ahora paso a exponer.

1/ La sentencia de la que discrepo se refiere a la jurisprudencia de esta Sala en la que se afirma que la regulación establecida en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en los artículos 14 y siguientes del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no contempla la revisión del coste de los derechos de emisión de CO2 en la actualización semestral de los valores de la retribución a la operación de aquellas instalaciones tipo que utilizan tecnología cuyos costes de explotación depende, esencialmente, del precio del combustible. Se citan en este sentido sentencias 6 de julio de 2020 (casación 253/2019), 8 de julio de 2020 (casación 12/2019), 18 de julio de 2020 (casación 238/2019) y 22 de julio de 2020 (casación 287/2019).

2/ En su día manifesté mi discrepancia con esas sentencias mediante la formulación de voto particular en cada una de ellas; siendo esa una cuestión ya zanjada que no pretendo volver a suscitar aquí.

Ahora bien, precisamente porque en esas sentencias que se citan esta Sala ha dejado establecido que la normativa vigente no contempla la revisión del coste de los derechos de emisión de CO2, la estimación contenida en la Orden TED/171/2020 resulta inasumible.

3/ Una estimación del coste de los derechos de emisión de CO2 que en algún momento resultase insuficiente, en el sentido de inferior a los precios de mercado, podría ser considerada como una anomalía meramente coyuntural o circunstancial si fuese posible corregirla mediante la correspondiente actualización o revisión. Pero siendo esta revisión inviable -así la ha declarado esta Sala-, aquella anomalía se perpetúa, haciendo con ello que cristalice una retribución insuficiente.

Esto es precisamente lo que sucede en el caso que examinamos, donde los informes disponibles -no solo el dictamen pericial aportado a las actuaciones sino también el informe de la CNMC (documento nº 7 del expediente administrativo)- ponen de manifiesto que si bien la estimación que se hace en la Orden

TED/171/2020 del coste de los derechos de emisión de CO₂, basada en valores promedio del año 2019, podía parecer aceptable a principios de 2020, pronto empezó a advertirse que aquella estimación resultaba insuficiente, en tanto que claramente inferior al valor de mercado; y la evolución posterior de los precios no ha venido sino a agravar tal insuficiencia.

Por lo demás, no existe indicio alguno de que tal anomalía vaya a resultar corregida o siquiera atenuada a lo largo del período regulatorio 2020-2025, pues esos mismos informes a los que acabo de aludir señalan una tendencia al alza del coste de los derechos de emisión de CO₂; y, por otra parte, debe considerarse descartada, como ya sabemos, cualquier actualización o revisión de aquella estimación inicial.

Precisamente por ello, el informe de la CNMC sugiere una doble vía de solución: << [...] La posible introducción de un mecanismo de revisión del precio de los derechos de emisión anterior al fin del periodo regulatorio o, en su defecto, la utilización de futuros en la determinación de su precio>>.

4/ Resulta así que la insuficiencia retributiva en la que, a mi juicio, incurre la Orden TED/171/2020 viene determinada por la concurrencia de dos factores: de un lado, que la Orden lleva a cabo una estimación rígida de ese coste de los derechos de emisión de CO₂, que ha sido fijado tomando únicamente como referencia valores promedios del pasado; y, de otra parte, que no se contempla que a lo largo del período regulatorio vaya a producirse la actualización o revisión de aquella estimación inicial. Este segundo factor -la falta de actualización- no es propiamente achacable a la Orden TED/171/2020 sino a la normativa anterior a ella tal y como ha sido interpretada por esta Sala. Pero sí es imputable a la Orden TED/171/2020 el haber optado por una estimación rígida de ese coste, basada en valores del pasado, que aboca a una insuficiencia retributiva que resulta contraria a lo dispuesto en el artículo 14 de Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La sentencia de la que discrepo contempla la posibilidad de que la evolución del régimen de comercio de derechos de emisión experimente un incremento exponencial <<[...] que produzca un desequilibrio significativo en los ingresos y costes de explotación establecidos para cada instalación tipo, que ponga en riesgo la obtención de una rentabilidad razonable a las instalaciones de cogeneración>> (F.J. 3º, penúltimo párrafo). Pero señala la sentencia que si tal situación se produce << [...] corresponderá, en su caso, al Gobierno valorar la necesidad de promover las reformas legales o reglamentarias que resulten pertinentes [...]>>.

Pues bien, en mi opinión, el desequilibrio al que se alude no una mera hipótesis, ni un futuro, sino una realidad presente y tangible, producida por la concurrencia de los factores a los que antes me he referido. Y, desde luego, no creo que la reparación de tal desequilibrio deba remitirse a que el Gobierno valore, en su caso, la necesidad de promover las reformas legales o reglamentarias que resulten pertinentes. Muy al contrario, es el órgano jurisdiccional quien, una vez constatado que la norma reglamentaria impugnada presenta carencias o deficiencias que abocan a un resultado indeseable, debe ordenar su depuración mediante el procedimiento anulatorio que corresponda, para que la Administración introduzca las correcciones que resulten necesarias.

5/ Es claro que no corresponde a la Sala que resuelve el litigio -ni, desde luego, a este voto particular- determinar la concreta manera en que la Orden Ministerial debe llevar a cabo la determinación del coste de los derechos de emisión de CO₂ a lo largo del período regulatorio de manera que resulte ajustada a lo dispuesto en el citado artículo 14 de Ley del Sector Eléctrico; y cualquier indicación que desde el órgano jurisdiccional se haga al respecto debe ser cuidadosa, para no incurrir en vulneración de lo dispuesto en el artículo 71.2 de la Ley reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Por ello, me limitaré a señalar que, mientras no se habilite un mecanismo de revisión o actualización del precio de los derechos de emisión a lo largo del periodo regulatorio, la cuantificación de ese coste debe hacerse mediante estimaciones que de algún modo contemplen la evolución futura de los precios; o mediante fórmulas que alberguen algún coeficiente corrector que permita o propicie una acomodación dinámica y continua -al alza o a la baja- de la estimación inicial a la evolución de los precios de mercado durante el período regulatorio.

La Administración habría de decidir la fórmula concreta que se acogiese; pero, mientras eso no suceda, considero que la rígida determinación del coste de los derechos de emisión de CO₂ que se establece en la Orden TED/171/2020 es contraria a derecho. Y por ello entiendo que el recurso contencioso-administrativo debería haber sido estimado en este punto.

En Madrid, en la misma fecha de la sentencia.

D. Eduardo Calvo Rojas