



Estudios sobre la Economía Española

# La retribución a las redes de electricidad y gas en España: análisis y propuestas

DIEGO RODRÍGUEZ

Estudios sobre la Economía Española 2024/22

**Julio 2024**

**fedea**

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

# La retribución a las redes de electricidad y gas en España: análisis y propuestas

Diego Rodríguez (UCM y Fedea)

1. Introducción
2. Una visión general de las redes de gas y electricidad
3. La retribución a las redes de gas
  - 3.1 Las redes de distribución
  - 3.2 Las redes de transporte
4. La retribución a las redes de electricidad
  - 4.1 Las redes de distribución
  - 4.2 Las redes de transporte
5. Los retos pendientes
6. Conclusiones

## 1. Introducción

En estos momentos hay una intensa discusión sobre la retribución de las redes reguladas de transporte y distribución de electricidad y gas en España. Hay dos motivos principales que lo justifican. Por un lado, el periodo regulatorio de seis años establecido en la normativa está próximo a finalizar. El nuevo periodo regulatorio comenzará en 2026 para la electricidad y en 2027 para el gas. Dados los dilatados tiempos que se requieren para el diseño y aprobación de las nuevas normas, en forma de Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), es natural que haya ya posicionamientos por parte de los agentes involucrados, y muy particularmente por parte de las empresas titulares de las redes. En estos momentos la CNMC ya ha adelantado que iniciará el trámite de audiencia de las metodologías retributivas del transporte y la distribución de electricidad a partir del cuarto trimestre de 2024, estando prevista su adopción antes de noviembre de 2025.

Por otro lado, a la normal discusión sobre el tratamiento retributivo de las redes se une el momento singular que está atravesando el conjunto del sector energético, incurso en un intenso proceso de descarbonización. Ello afecta tanto a la forma en la que se genera energía, con un acelerado despliegue de generación renovable, como a la forma en que esta se consume. En ese sentido, resulta obvio que las redes son un activo esencial para el éxito de un proceso de transición en el que se necesita más generación renovable, más almacenamiento y más electrificación.

En consecuencia, está abierta la discusión sobre la adecuación de un marco regulador que preserve una retribución suficiente a los titulares de las redes y que sea adecuado para los objetivos de transformación del sector energético planteados, pero que al mismo tiempo no cargue sobre los consumidores costes innecesarios

Naturalmente, ya existe un marco regulador muy detallado para la retribución de las redes, que ha sido desarrollado por la CNMC para el periodo regulatorio actual. Por lo tanto, la discusión se centra en la modificación de ese marco. Esa modificación podrá ser más o menos profunda, siempre teniendo en cuenta que la estabilidad y previsibilidad regulatorias introducen certidumbre en el funcionamiento del sistema y facilitan la adopción de decisiones por parte de todos los agentes involucrados. Asimismo, aunque la competencia actual sobre la retribución de las redes recae sobre la CNMC, el Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) tiene también asignada algunas funciones que pueden alterar el volumen de la retribución reconocida por las redes.

En ese contexto, el propósito de este trabajo es doble. En primer lugar, proporcionar una descripción de cómo se efectúa la regulación actual de las redes de electricidad y de gas en España. Para ello se parte, en el apartado segundo de una revisión general de los principios que inspiran esa regulación, desarrollándose un análisis más detallado de la metodología retributiva de las redes de gas y de electricidad en el apartado tercero y cuarto, respectivamente. En segundo lugar, se reflexiona sobre las principales discusiones en curso en el marco actual de modificación del marco regulador. Esa reflexión se desarrolla en el apartado quinto de este trabajo.

## **2. Una visión general de las redes de gas y electricidad**

Las actividades de suministro de electricidad y gas natural requieren una red física para canalizar o transportar la energía hasta los consumidores finales. Las redes troncales, con mayor capacidad, son las redes de transporte. En el caso del gas, las redes de transporte se conectan con los almacenamientos y plantas de regasificación. En el caso de la electricidad, a ella suelen conectarse y verter las plantas de generación, aunque muchas plantas de menor tamaño, habitualmente renovables, también vierten a la red de distribución. Las redes de distribución son más capilares, se conectan con la red de transporte y llevan la energía a los usuarios finales. El acceso de esos usuarios finales a la red está garantizado legalmente, existiendo unas reglas específicas para conocer en qué circunstancias el coste de acceso de una nueva conexión lo debe cubrir el nuevo cliente y cuándo debe hacerlo el conjunto del sistema. En el caso del gas, la red no se extiende por todo el territorio nacional ni va a aumentarse de modo significativo su despliegue actual, como posteriormente se describirá. El acceso y la conexión a las redes por parte de los operadores que desean verter electricidad o gas está sujeto también a condiciones reguladas.

Las actividades de red son altamente intensivas en capital físico, por lo que de modo natural presentan economías de escala muy intensas. Ello, unido a una demanda con muy bajo o nulo crecimiento sobre un producto que es homogéneo para el consumidor, hace económicamente inviable la presencia de varios operadores cubriendo simultáneamente una misma área geográfica. En consecuencia, las redes de electricidad y gas siguen presentando características de monopolio natural. Ello no necesariamente implica que haya un único propietario de toda la red. De hecho, si bien en España solo hay un transportista único en el caso de la electricidad, son varias las empresas propietarias de las redes de transporte de gas y de las redes de distribución, tanto eléctricas como de gas. En cualquier caso, los propietarios de las redes tienen restricciones o prohibiciones normativas para operar en otros segmentos de la cadena de valor, particularmente en generación y comercialización. Aunque las empresas distribuidoras pueden estar integradas en grupos empresariales “verticales”, se trata de negocios regulatoriamente separados. La separación vertical de actividades, que procede de los primeros paquetes europeos de liberación del sector energético, se realizó en España de modo

progresivo, completándose para el caso de las empresas de distribución eléctrica de menor tamaño hace menos de una década. De hecho, desde hace unos años se ha obligado a una clara diferenciación de las marcas comerciales para evitar la clásica confusión para los consumidores entre la empresa distribuidora<sup>1</sup> que le ofrece acceso a la red (sobre la que no tienen opción de elegir, pues es zonal) y su comercializadora (sobre la que sí pueden elegir y con la que realiza el contrato de suministro).

Los propietarios de las redes actúan bajo condiciones de neutralidad, poniendo sus redes a disposición de generadores y comercializadores en condiciones reguladas y percibiendo una retribución, también regulada, por ello. El regulador encargado de definir y efectuar esa retribución es la CNMC<sup>2</sup> si bien, como se explicará posteriormente, el Miteco también tiene algunas competencias relevantes en este ámbito. Antes de entrar en detalles, deben señalarse algunas características generales sobre ese régimen retributivo.

En primer lugar, tanto en el caso de la electricidad como en el del gas, se trata de un sistema diseñado para proporcionar una retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo. Ese bajo riesgo se deriva del reconocimiento, a efectos retributivos, de la inversión realizada y de los gastos de operación y mantenimiento asociados a esos activos, siempre considerando que se trata de los gastos correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada. La idea básica es que se asegure la recuperación de las inversiones realizadas, que se van pagando a lo largo de la vida útil regulatoria de cada activo, garantizándose una tasa razonable de rentabilidad. Esa vida útil teórica la establece el regulador, no puede ser modificada posteriormente y no tiene por qué coincidir con la vida útil real de la instalación, ni con la aplicada por la empresa propietaria de la red en su amortización contable. Adicionalmente, se pueden contemplar otros componentes, como una retribución por incentivos, que sumen o resten a la retribución percibida, o una retribución específica para promover la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria, entre otras posibilidades.

En segundo lugar, la aplicación del régimen retributivo implica un conocimiento exhaustivo de la infraestructura física que constituye la base de activos regulados (BAR) y una rendición de cuentas sobre la base de una Información Regulatoria de Costes (IRC). A través de Circulares informativas, el regulador establece unos procedimientos detallados, para que las empresas le transmitan esa información con unos criterios definidos. Ello incluye auditorías sobre la información aportada y, en su caso, un régimen de inspecciones. En este trabajo no se analizan estas cuestiones, que son de carácter más procedimental.

En tercer lugar, el régimen retributivo se concreta en unas reglas que se mantienen durante un periodo de tiempo, denominado periodo regulatorio, que en España es de seis años. Antes de que ese periodo finalice, el regulador revisa los criterios para el periodo siguiente. En particular, el actual segundo periodo regulatorio en las redes de electricidad se extiende entre los años 2020 y 2025, mientras que para el gas cubre el periodo 2021 a 2026. El calendario de los procesos de revisión de las metodologías de retribución se anuncia previamente y todas ellos pasan por un periodo de consulta pública. En ocasiones, también se discuten previamente en foros con los agentes involucrados o se realiza una consulta pública antes de publicar un primer borrador.

---

<sup>1</sup> Esta obligación se circunscribe a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. La Resolución de la CNMC donde se desarrolla (DJV/DE/001/18) ha sido posteriormente ejecutada analizando cada caso y ha sido validada por la Audiencia Nacional.

<sup>2</sup> Actualmente se encuentra en proceso de consulta el Anteproyecto de Ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía, a la que se traspasarían las competencias correspondientes.

En cuarto lugar, el coste de la retribución total a pagar a los propietarios de las redes se traslada a los consumidores a través de los peajes (o cánones) que están también sujetas a revisión al término del mismo periodo regulatorio. Naturalmente, el regulador debe garantizar que los ingresos percibidos a través de los peajes se ajusten a los costes regulados de las redes, evitando la aparición de un déficit. En la actualidad, además, los peajes forman una bolsa de ingresos separada de otros ingresos del sistema que se destinan a cubrir otros costes como son, en el caso del sector eléctrico, los cargos o transferencias realizadas por el Tesoro para cubrir otros costes regulados distintos de los de las redes. En este trabajo no se tratan las metodologías relativas a la asignación de los peajes, que también serán modificadas de cara al siguiente periodo regulatorio.

En tiempos recientes, una parte de los costes de nueva inversión en las redes de electricidad también se están pagando mediante subvenciones procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) o mediante otros tipos de ingresos del sistema, como las rentas provenientes del diferencial de precios entre los dos lados de la frontera (fundamentalmente con Francia). Estas vías adicionales de ingresos para la retribución de las redes son minoritarias en relación con el coste trasladado a los consumidores a través de los peajes. En cualquier caso, los principios que guían el diseño de los mecanismos retributivos a las redes son independientes de cuál es la vía de ingresos de la que se dispone para satisfacer los costes.

En quinto lugar, hay dos agentes involucrados en las redes de transporte con un tratamiento regulatorio y retributivo diferencial. Por un lado, el transportista, o transportistas en el caso del gas. Por otro lado, el Operador del Sistema (OS), en el caso de la red eléctrica, y el Gestor Técnico del Sistema (GTS) en el caso de la red de gas, quienes se ocupan de la operación técnica del sistema correspondiente, incluyendo servicios de balance o de ajuste a corto plazo. Aunque en España no están separados jurídicamente del transportista (REE y Enagás, respectivamente), sí tienen separaciones regulatorias en su funcionamiento y obligaciones contables que permiten al regulador calcular una retribución específica para el OS y el GTS, cuyas metodologías no son objeto de tratamiento en este trabajo. Naturalmente, la retribución recibida por la operación o gestión del sistema es de un orden de magnitud muy reducido en relación con la remuneración de las redes<sup>3</sup>.

Por último, debe señalarse que desde 2020, y en aplicación de la normativa europea, la CNMC ejerce plenamente sus labores como regulador encargado de determinar las metodologías retributivas de las redes. De hecho, el actual periodo regulatorio es el primero en el que esto ha ocurrido. Esas metodologías se desarrollan en forma de Circulares, que son las que ahora se van a abrir a periodos de consulta y revisión. Esas Circulares deben ser coherentes con las Orientaciones de política energética<sup>4</sup> que, para cada Circular, establece el Miteco en una Orden Ministerial. En concreto, las Orientaciones para el periodo regulatorio actual se establecieron en la Orden TEC/406/2019. Además, el Gobierno mantiene competencias muy importantes en el desarrollo de las redes, sobre todo en dos ámbitos. Por un lado, en las actividades de planificación. De hecho, la red de transporte eléctrico es una red sujeta a

---

<sup>3</sup> Las retribuciones (provisionales) percibidas por el OS y el GTS para 2024 ascienden a 86,1 M€ y 23,1 M€, respectivamente.

<sup>4</sup> Según el art. 1.2 del RD 1/2019, esas orientaciones pueden estar dirigidas a *“la seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética”*.

planificación vinculante, cuyo proceso de consulta, aprobación y modificación es realizado por el Ministerio. Por otro lado, en el caso del sector eléctrico, el Gobierno introdujo unos límites a las cantidades a invertir que pueden ser objeto de reconocimiento retributivo por parte de la CNMC. Ello actúa como un límite a las inversiones a realizar en la red, con algunas matizaciones que posteriormente se realizarán, ya que como es natural las empresas titulares no van a invertir cantidades adicionales si estas no son posteriormente retribuidas.

Muchas de las ideas que se han esbozado anteriormente se explicarán con más detalle en los apartados posteriores porque el tratamiento regulatorio difiere entre las actividades de electricidad y de gas y, dentro de cada una de ellas, entre el transporte y la distribución.

### 3. La retribución de las redes de gas

#### 3.1 Las redes de distribución de gas

##### Introducción

Las redes de distribución de gas están compuestas por cuatro tipos de activos. Los más importantes son los gasoductos de distribución, que son tuberías en las que el gas se encuentra comprimido con presiones no superiores a 16 bares. La conexión entre la red de transporte (red troncal) y las de distribución se realiza en unas estaciones (estaciones de regulación y medida) donde se adapta la presión. Los otros tipos de activos son i) las plantas satélites de gas natural licuado (GNL), donde el gas se carga en camiones (hay en torno a 1.000 instalaciones de este tipo en España), ii) otros activos vinculados a la distribución (redes de comunicación y control, servicios auxiliares, edificios, etc.) y iii) gasoductos que conducen el gas a un solo consumidor (un cliente industrial).

**Cuadro 1. Puntos de suministro por titulares de redes de distribución (septiembre 2023)**

Grupo	Número	%
Grupo Nedgia	5.352.620	67,05
Grupo Nortegas	983.674	12,32
Madrileña Red De Gas	902.772	11,31
Grupo Redexis	653.462	8,19
Gas Extremadura	88.922	1,11
Domus Mil Natural	2.014	0,03
<b>Total</b>	<b>7.983.464</b>	<b>100</b>

Fuente: CNMC: Boletín trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, tercer trimestre de 2023.

En la actualidad hay seis grupos empresariales en España con redes de distribución: Nedgia (grupo Naturgy), Nortegas, Redexis, Madrileña de Gas, Gas Extremadura (Dicogexsa) y Domus Mil Natural. En el Cuadro 1 se muestra el número de puntos de suministro que tiene cada grupo. Naturalmente, las redes de distribución son un monopolio natural y no se despliegan de modo paralelo en un mismo territorio. En algunos casos, en una misma Comunidad Autónoma hay más de un propietario de redes de gas, si bien no son redes superpuestas; es el caso, por ejemplo, de la Comunidad de Madrid. El grupo

Nedgia (Naturgy) es el único que tiene también actividad de comercialización, mientras que el resto de empresas son solo propietarias de red<sup>5</sup>.

Algo más de un 21% del total de 8.131 municipios en España se encuentran gasificados, si bien en algunos municipios el número de clientes es muy reducido (por ejemplo, menos de 5 clientes), ya que se trata de gasoductos desplegados para suministrar gas a un reducido número de empresas. De hecho, a 30 de septiembre de 2024 el número medio de puntos de suministro en los nuevos municipios gasificados en los cinco años previos fue de 24. En contraste, el 30 de diciembre de 2020 el número medio de puntos de suministro en nuevos municipios gasificados en los cinco años anteriores fue de 58.008.

La expansión de las redes de distribución de gas, que fue muy intensa en los dos decenios que median entre 1995 y 2015, alcanzó ya un techo en el año 2020, con un número de clientes que desde entonces se sitúa en el entorno de 8 millones. No cabe esperar aumentos relevantes en los próximos años, si bien sí habrá aumentos en el número de puntos de suministro vinculados, por ejemplo, a nuevos desarrollos urbanísticos. A ese respecto, debe tenerse en cuenta que no hay aún prohibición de gasificar las nuevas viviendas, aunque esa prohibición puede terminar imponiéndose en el futuro como una herramienta más en el proceso de transición energética. La reglamentación europea y las normas de edificación sí obligan a la instalación de equipos de captación de energía solar en los edificios de nueva construcción, que se combinan con la recepción de gas a través de la Instalación Receptora Común (IRC), que es el punto de conexión entre el edificio y la red de distribución. Los propietarios de las redes de distribución tienen obligación de revisión de las instalaciones de los usuarios y de medición de los suministros.

Como en el resto de las redes, los distribuidores de gas ponen sus redes a disposición de comercializadores y consumidores directos en el mercado bajo el principio de un acceso no discriminatorio, solo pudiéndose denegar el acceso por causas muy justificadas y motivadas. Los distribuidores están obligados a presentar a las Comunidades Autónomas (CCAA) sus planes de inversión, que dependen de sus propias decisiones empresariales ya que no hay una planificación pública de la red de distribución.

Los ingresos que obtienen los propietarios de las redes de distribución de gas provienen de tres fuentes. En primer lugar, de la retribución de las actividades reguladas que se determina a partir de una metodología elaborada por la CNMC. Esos ingresos se financian con los peajes y cánones que pagan los usuarios, calculados siguiendo una metodología establecida por la CNMC. En segundo lugar, provienen de derechos cuyos precios están regulados por las CCAA, que en algunos casos deben situarse en una banda de precios fijados por la CNMC: derechos de acometida (conexión de nuevos puntos de suministro o ampliación de su capacidad), derechos de alta, de enganche, por revisiones, etc. En tercer lugar, como en el caso de las redes de distribución eléctrica, provienen del alquiler de los contadores, aunque los consumidores pueden tener su contador en propiedad. El precio del alquiler se regula mediante una Orden Ministerial, si bien hay obligación de sustituir todos los contadores de más de 20 años antes de octubre de 2028. Al mismo tiempo, el RDL 18/2022 prevé el despliegue de contadores inteligentes para todos los clientes de menos de 50.000 kWh/año, si bien no se ha comenzado a desarrollar aún la norma que debe establecer el plan de desarrollo<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Aunque hay desintegración vertical de actividades, la cuota de mercado en comercialización de Naturgy es muy superior en las CC.AA. donde opera, total o mayoritariamente, la red de distribución.

<sup>6</sup> En una Resolución del 4 de abril de 2024, la CNMC ha establecido el precio del alquiler de los nuevos contadores inteligentes de gas natural.

Con mucho, la principal fuente de ingresos para las empresas distribuidoras de gas es el régimen económico de retribución regulada, que se examina a continuación. Un aspecto muy importante es que la retribución de la distribución de gas sigue un modelo regulatorio distinto al eléctrico (transporte y distribución) y, también, al existente en la retribución del transporte de gas. Se trata de un modelo donde no se hace el seguimiento de una base de activos regulados (BAR) sino que es una retribución por actividad. Básicamente, es un modelo en el que se fijó un punto de partida con una retribución inicial correspondiente a un año, a la que se añade una retribución unitaria por cada nuevo punto de suministro y por variación de la demanda con respecto a ese año. De ese modo, es la distribuidora la que decide qué zonas gasificar conociendo de antemano la retribución unitaria que va a recibir en el futuro. Esto hace que el riesgo de despliegue de la red corra por cuenta de la empresa, ya que debe valorar cuál es el coste que le supone desarrollar un nuevo suministro en relación con la retribución futura que va a obtener por el mismo.

### La retribución regulada: antecedentes al régimen actual

Como se ha señalado, la retribución a la distribución de gas es muy singular dentro del conjunto de retribuciones reguladas a la energía en España y conviene describir su modelo desde una perspectiva histórica más amplia que en otros casos. El antecedente del actual régimen de retribución regulada se remonta al 2002, con la Orden ECO/301/2002. El punto de partida fue el cálculo del inmovilizado bruto (nótese que bruto, no neto) contable de las empresas distribuidoras en 1996, actualizado al año 2000 mediante una combinación (media simple) del IPC y del IPRI, índice medio que en la metodología se denominaba IPH. Ese inmovilizado se retribuía con una tasa financiera fija (del 6,77%) y se le añadía una dotación para amortización, gastos de operación y mantenimiento (OPEX) e incentivos por calidad. Ese agregado constituía una retribución de partida para el año 2000, que luego se proyectó al año 2002<sup>7</sup>. Esa retribución base se incrementaba cada año con el IPH acumulado, si bien a partir de 2014 se le aplicó una minoración y se eliminó la actualización automática por el IPH<sup>8</sup>.

Adicionalmente, esa retribución base se incrementaba cada año mediante una expresión paramétrica que dependía del aumento del número de clientes finales (con menos de 4 bares de presión) y del aumento de las ventas (distinguiendo entre las vinculadas a clientes con menos y con más de 4 bares de presión). Es decir, como se señaló con anterioridad, a partir del punto de partida fijado por la retribución de 2002, la retribución adicional dependía de lo conseguido por las empresas. Esas retribuciones unitarias por apertura de nuevos mercados se modificaron en 2014 y desde entonces se distingue entre municipios ya gasificados y los de reciente gasificación (en los últimos cinco años). Estos últimos reciben, durante esos cinco años posteriores a su primera gasificación, una mayor retribución unitaria por punto de suministro e incremento de la demanda. El primer periodo regulatorio, establecido por la Ley 18/2014 se extendió entre los años 2014 y 2020.

---

<sup>7</sup> Para ello se consideraba el IPH acumulado (decrecido al multiplicarlo por un factor de 0,85) y el incremento de demanda entre ambos años (16,2%, pero decrecido al multiplicarlo por 0,7103).

<sup>8</sup> En concreto, la retribución base para 2002 fue de 559,67 M€, retribución que posteriormente se iba incrementado cada año según el IPH acumulado (con una reducción del 15%). Por ejemplo, el IPH acumulado en 2013 era 1,243011 por lo que la remuneración ese año ascendió a 695,68 M€. Esa retribución base se modificó a partir de 2014 aplicando una minoración por amortización de 110,69 M€ y eliminando la actualización automática por el IPH. De ese modo, la retribución por los activos puestos en servicio en 2002 se mantuvo constante en 586,40 M€ entre 2015 y 2019. Esta solución de congelar la retribución a la distribución se produjo en un contexto de creciente desequilibrio financiero del sistema gasista, pese al aumento de peajes.



### La retribución actual: la Circular 4/2020

Como en el resto de las retribuciones a las redes, la competencia regulatoria pasó a ser ejercida por la CNMC en virtud del RDL 1/2019, desarrollando con tal fin la Circular 4/2020. La metodología contenida en esa norma conserva el enfoque adoptado desde hacía ya veinte años para la retribución de la distribución de gas y sobre el cual las empresas han realizado su despliegue, esto es, un modelo basado en la asignación del riesgo al distribuidor. Debe señalarse que, en una primera propuesta, la CNMC planteó revisar la retribución base conforme al valor neto auditado de los activos (usando los datos de 2018 a 2020), añadiendo una retribución por desarrollo de mercado desde 2021. Finalmente, tras la consulta pública, la CNMC optó por continuar con el modelo de actividad previo, con las modificaciones que se indican a continuación.

El análisis económico realizado para el desarrollo de la Circular puso de manifiesto que las empresas habían obtenido en el periodo previo rentabilidades de los recursos financieros invertidos superiores a lo que se consideraría como una rentabilidad adecuada para una actividad de bajo riesgo, al mismo tiempo que los consumidores habían visto incrementados notablemente los importes que debían sufragar a través de los peajes y cánones. La CNMC también señaló que la retribución obtenida desde 2002 hasta 2018 por los activos puestos en servicio en 2002 superaba ampliamente el valor neto de esos activos en dicho año, por lo que se procedió a realizar un ajuste retributivo sobre los mismos. El valor de ese ajuste implicó una reducción de 239 M€ sobre la retribución base. Dado el impacto sobre la retribución de las redes, la CNMC optó por aplicar ese ajuste de modo paulatino en el segundo periodo regulatorio (2021-2026), una aproximación (*glide path*) frecuente en el ámbito regulatorio para evitar impactos bruscos. De ese modo, por ejemplo, la retribución para el año 2024 se redujo en el 65% de ese ajuste, que se aplicará en su integridad en el último año del periodo regulatorio (2026).

Como en el modelo previo, a la retribución base se añade una retribución por desarrollo de mercado, que introdujo algunas variaciones. Por ejemplo, una retribución específica por el incremento en la demanda en estaciones de servicio (gas vehicular) o por los nuevos puntos de suministro en redes de más de 4 bares. Es en la parte de incentivos donde se introdujeron novedades importantes. Particularmente, se introduce por primera vez una penalización para las empresas que incumplen un criterio de prudencia financiera, con una metodología que pondera cinco ratios de naturaleza financiera. Esa penalización se está calculando ya<sup>9</sup>, si bien comenzará a ser de aplicación efectiva a partir del cuarto año del periodo regulatorio, esto es, desde 2024.

Por último, la metodología de la Circular de la CNMC mantiene el incentivo por la liquidación de las mermas de gas. Este incentivo ya existía en el modelo previo, pero la CNMC ha desarrollado una Circular específica para su valoración (Circular 7/2021). El objetivo de este incentivo es minimizar las pérdidas (mermas) en las redes y es un sistema de reparto de flujos entre agentes (titulares y usuarios de las redes) de modo que, si bien tiene un impacto positivo o negativo para cada uno de los titulares de las redes, estos impactos se compensan haciendo que el efecto total sobre la retribución sea nulo.

---

<sup>9</sup> Véase, por ejemplo, la Resolución por la que se establece el valor del índice global de ratios de 2024 y la penalización relativa a la prudencia financiera de las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución de gas natural (RAP/DE/002/23).

## Cuadro 2. Retribución provisional de la distribución de gas en 2024 (en euros)

Retribución Base (2020)	Retribución por desarrollo de mercado	Retribución Transitoria	Total
1.159.428.631	8.603.352	83.663.771	1.251.695.754

Fuente: CNMC: Memoria justificativa de la resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

El Cuadro 2 muestra la retribución provisional para el ejercicio 2024 de la distribución de gas, distinguiendo los tres componentes principales ya referidos: i) la retribución base, referida al ejercicio 2020, ii) la retribución por desarrollo de mercado entre ese ejercicio y 2024 y iii) la retribución transitoria que surge del ajuste paulatino de la reducción sobre la retribución base y que, en 2024, se corresponde con el 35% de los 239 M€ citados anteriormente. Los datos se corresponden con la resolución en la que se establece la resolución provisional y no incluyen el impacto de regularizaciones por ejercicios previos. Como puede observarse, la retribución base correspondiente a 2020 es, con mucho, el principal componente retributivo.

### Situación actual

Desde el ejercicio 2021, la CNMC establece mediante Resolución la retribución de la actividad de distribución a percibir en el siguiente año (de gas<sup>10</sup>), al mismo tiempo que realiza pequeños ajustes en la retribución de años anteriores por la disponibilidad de información más completa. Con frecuencia esa mejor información se deriva de la finalización de procesos asociados a operaciones societarias en las que hay compraventa o reparto de activos. A ese respecto, debe señalarse la existencia de numerosas operaciones societarias en el periodo 2017-2020, fundamentalmente en el grupo Nedgia (Naturgy), lo que ha originado procesos de reparto de activos y de recálculo de las retribuciones a percibir.

Otra razón que justifica ajustes en la retribución es la aplicación de sentencias del Tribunal Supremo. Como en otros casos de retribución a las redes, el comienzo del periodo regulatorio se ha visto dificultado por la judicialización si bien, al tratarse de un régimen de retribución basado en actividades, los recursos presentados por parte de las empresas titulares de las redes son menores que los existentes en otros ámbitos. Por último, la información sobre mermas reales, que es proporcionada a la CNMC por el Gestor Técnico del Sistema, también se obtiene con posterioridad al cierre de la liquidación definitiva del ejercicio.

El régimen de retribución de las empresas distribuidoras de gas es más sencillo que los existentes en otras actividades de red reguladas, que se expondrán a continuación. En ese sentido, bajo la premisa de que la CNMC mantendrá la misma metodología para el siguiente periodo regulatorio (que comenzará en 2027), hay escasas cuestiones en discusión, pues no hay una rentabilidad razonable a reconocer o

---

<sup>10</sup> Debe señalarse que, en aplicación del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión Europea, la retribución desde 2021 pasó a establecerse por “años de gas”, que comprenden desde el 1 de octubre del año n-1 al 30 de septiembre del año n. Por ejemplo, la retribución del año de gas 2024 comprende desde el 1 de octubre de 2023 al 30 de septiembre de 2024. Por facilidad de exposición, en este texto se contemplan años naturales aunque, realmente, se correspondan con años de gas.

unos valores unitarios a los que valorar los activos, que son asuntos importantes en la retribución de otras redes. En el caso de las redes de distribución de gas, además de cuestiones menores relativas al diseño de incentivos, la discusión puede estar en la modificación o actualización de la retribución unitaria asociada al desarrollo de nuevo mercado.

### 3.2 Las redes de transporte, regasificación y almacenamiento de gas

#### Introducción

Hay tres tipos de activos regulados en el gas natural, distintos de las redes de distribución analizadas en el apartado anterior: las redes de transporte, las plantas de regasificación de gas natural y los almacenamientos subterráneos. El reparto competencial establecido en el RDL 1/2019 asignó a la CNMC la responsabilidad en los dos primeros componentes, tanto en lo relativo a la metodología para el cálculo de la retribución a los titulares de los activos como en el establecimiento de los precios y cánones de acceso a las instalaciones. Sin embargo, el Gobierno mantiene la competencia para el establecimiento de la metodología retributiva y de los cánones de acceso en los almacenamientos.

El Cuadro 3 muestra quiénes son en la actualidad los titulares de estos tres tipos de activos en España, que incluyen siete plantas de regasificación y cuatro almacenamientos subterráneos. Como puede observarse, Enagás Transporte tiene activos de los tres tipos: además de poseer redes de transporte, es titular total o parcial de seis plantas de regasificación (Barcelona, Cartagena, Huelva, Gijón<sup>11</sup>, 50% de Bilbao y 75% de Sagunto) y de tres almacenamientos subterráneos (Yela, Serrablo y Gaviota). El grupo Naturgy, además de tener varias empresas con redes de transporte, es el titular del cuarto almacenamiento subterráneo (Marismas). Por último, la séptima regasificadora (Mugardos) es propiedad de Regasificadora del Noroeste.

**Cuadro 3. Titulares de redes de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos**

	Transporte de gas natural	Regasificación	Almacenamiento
Enagás Transporte, S.A.U.	V	V	V
Enagás Transporte del Norte, S.L.			
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	V	V	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	V	V	
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.		V	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.			
Redexis <sup>1</sup>	V		
NATURGY <sup>2</sup>	V		V

<sup>1</sup> **Redexis** incluye a Redexis Infraestructuras, S.L.U.; Redexis, S.A y Redexis Gas Murcia, S.A.

<sup>2</sup> **NATURGY** incluye a Gas Natural Transporte SDG, S.L.; NEDGIA CEGAS, S.A.; NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.; NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.; NEDGIA CATALUNYA, S.A.; NEDGIA NAVARRA, S.A.; NEDGIA RIOJA, S.A.; NEDGIA ARAGÓN, S.A.; NEDGIA, S.A y Naturgy Almacenamientos Andalucía S.A.

Fuente: CNMC y elaboración propia.

<sup>11</sup> La situación de la planta de regasificación de El Musel, en Gijón, es muy singular porque opera como una planta de prestación de servicios logísticos y no está conectada a la red. En este trabajo se omite el tratamiento regulatorio y retributivo excepcional que recibe esa planta.

Como en el caso de la distribución, la red de transporte de gas no va a extenderse más y, desde luego, no son necesarias nuevas plantas de regasificación y de almacenamiento de gas natural. En cualquier caso, la norma establece la necesidad de acreditar la sostenibilidad económica y financiera para las inversiones en instalaciones de transporte, y traslada el riesgo de demanda al promotor para nuevas instalaciones al ligar su retribución a la consecución de las previsiones de demanda que presentó inicialmente. La CNMC también supervisa las bajas o cierres de instalaciones, si bien la competencia es de Miteco (RD 1434/2002). El asunto de las bajas en el régimen retributivo de aquellas instalaciones que, una vez finalizada su vida útil regulatoria, no resulten necesarias para garantizar el suministro y satisfacer la demanda actual o prevista va a ser relevante en el futuro si se produce un desplazamiento del uso de algunas redes desde el gas natural hacia el hidrógeno, asunto que se tratará posteriormente en este trabajo.

### La retribución al transporte y las plantas de gas natural

La metodología retributiva para el transporte de gas natural y las plantas de gas natural licuado se recoge en la Circular 9/2019 de la CNMC y es aplicable desde 2021. Ello se acompaña con la Circular 8/2020 donde se establece los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026.

El modelo retributivo vigente antes de la entrada de la Circular 9/2019 provenía del año 2014 y se basaba en la suma de dos componentes. En primer lugar, una retribución por disponibilidad (RD) que integraba distintos conceptos: amortización, retribución financiera<sup>12</sup>, retribución por costes de O&M a partir de valores unitarios e instalaciones singulares y retribución por extensión de la vida útil. En segundo lugar, una Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) calculada a partir de un montante inicial que se iba incrementando cada año en función de la variación del consumo global de gas.

En el análisis que condujo al establecimiento de la metodología actual, la CNMC concluyó que ese modelo había generado un fuerte impacto sobre los precios finales pagados por los consumidores. También enfatizó el sobredimensionamiento del sistema<sup>13</sup>, que se había proyectado para un volumen de demanda, sobre todo procedente de los ciclos combinados, muy superior al realmente observado. Ello había conducido a fuertes crecimientos de los peajes, pese a lo cual se habían producido déficits recurrentes en el sistema gasista, con una deuda acumulada en el entorno de 1.000 M€. Es cierto que, en comparación con la deuda del sector eléctrico, la deuda del sector gasista era muy inferior, pero también debe tenerse en cuenta la gran diferencia de tamaño entre un sector y otro en términos de ingresos del sistema. Por último, la CNMC observaba que las rentabilidades obtenidas por las empresas gasistas eran claramente superiores a las obtenidas en otros sectores regulados, incluido el eléctrico.

La metodología que aprobó la CNMC mediante la Circular 9/2019 adaptaba el modelo anterior, con variaciones dirigidas a corregir los problemas detectados. Entre ellas deben destacarse las siguientes. En primer lugar, como en el resto de las actividades reguladas (salvo en la distribución de gas) se adoptó una metodología basada en el coste medio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés) para el cálculo de la rentabilidad de los recursos financieros invertidos. Hasta ese momento no existía una

---

<sup>12</sup> Hay también una retribución financiera por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado de las instalaciones, que se denomina gas talón.

<sup>13</sup> Pese a que desde el RDL 13/2012 se había producido una moratoria en la construcción de nuevas infraestructuras.

metodología homologable con la de los países de nuestro entorno para calcular la retribución financiera de los activos regulados. Se utilizaban las rentabilidades de las obligaciones del Estado a 10 años durante un cierto periodo de tiempo más un diferencial, que en el caso del transporte de gas natural era de 50 puntos básicos. La CNMC desarrolló la metodología de la tasa de retribución financiera mediante la Circular 2/2019, estando previsto actualmente su revisión para el siguiente periodo regulatorio. Esta cuestión, de gran relevancia para el conjunto de redes reguladas, será objeto de un análisis posterior.

En segundo lugar, se eliminó progresivamente la RCS al considerarla contrario al principio de rentabilidad razonable y se regularon de modo detallado los costes e ingresos relacionados con servicios conexos, que son servicios prestados por las empresas y que son distintos a los regulados. En tercer lugar, se extendió a las instalaciones de regasificación el método de determinación del valor de inversión reconocido, ya existente para las instalaciones de transporte y consistente en un promedio entre el valor de inversión auditado y el valor de inversión a valores unitarios. Por su parte, los costes de O&M se determinan, con carácter general, mediante valores unitarios de referencia. En cuarto lugar, se introdujo un amplio sistema de incentivos<sup>14</sup>.

Por último, una de las cuestiones introducidas en la metodología retributiva actual, y que habitualmente genera polémica con las empresas titulares, se refiere a los gastos de explotación, operación y mantenimiento activados en el inmovilizado, denominados también CAPEX de explotación o COPEX. Estos gastos están vinculados con la actualización y mejora de las condiciones de las instalaciones en servicio, y naturalmente son más importantes cuanto más antiguas son esas instalaciones.

#### **Cuadro 4. Retribución provisional de la actividad de transporte y regasificación para el año de gas 2024<sup>1</sup> (en euros)**

	<b>Transporte</b>	<b>Regasificación</b>	<b>Almacenamientos</b>
<b>Retribución por Inversión</b>	283.032.573	117.290.573	
<b>Retribución por O&amp;M</b>	281.278.102	193.633.995	
<b>Retribución por ARPE<sup>2</sup></b>	151.765.900	71.583.869	
<b>Retribución por RSAE<sup>3</sup></b>	0	24.942.338	
<b>Total</b>	<b>716.076.575</b>	<b>407.450.765</b>	<b>86.099.143</b>

Notas: <sup>1</sup>El año de gas comprende desde el 1 de octubre de 2023 al 30 de septiembre de 2024; <sup>2</sup> Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia, que integra incentivos y la parte remanente de la RCS; <sup>3</sup> Retribución por instalaciones en situación administrativa especial, referida a la planta de El Musel.

Fuente: CNMC y elaboración propia.

El Cuadro 4 ofrece un desglose de la retribución provisional de las actividades de transporte y regasificación correspondiente a 2024. En la última columna se ha añadido la retribución provisional a los almacenamientos subterráneos, según los cálculos realizados por la CNMC para la propuesta de Orden Ministerial sobre cargos y cánones, en los que estos se integran. La metodología sobre la

<sup>14</sup> En concreto: i) un incentivo por mejoras de productividad y eficiencia en costes operativos basado en los resultados obtenidos en periodos regulatorios anteriores; ii) un incentivo para batir los costes estándar de O&M reconocidos; iii) un incentivo por permanecer en ratios de solvencia financiera adecuados; iv) un incentivo a la venta de gas como combustible marítimo (bunker), que se carga desde las plantas de regasificación y v) un incentivo por el gas natural suministrado a estaciones de servicio (gas natural vehicular). Con este último incentivo, como con el anterior, se pretende fomentar el uso del gas natural en lugar de otros hidrocarburos.

retribución de almacenamientos subterráneos es muy específica de esta actividad y excede el ámbito de este trabajo. En cualquier caso, como puede observarse, la retribución provisional correspondiente al transporte, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos asciende a 1.210 M€ en 2024, una cuantía solo ligeramente inferior a la correspondiente a la actividad de distribución de gas (véase el Cuadro 2).

### Situación actual

El régimen retributivo del transporte, regasificación y almacenamiento de gas es similar al existente en las actividades de transporte y distribución de electricidad, basado en una combinación de valores unitarios y costes auditados, y por tanto completamente distinto al existente en la distribución de gas. Sí comparte con la distribución de gas el hecho de que sea ya una red que no va a registrar modificaciones futuras, pues no va a extenderse la red de transporte de gas ni a construirse más regasificadoras o nuevos almacenamientos subterráneos. Cuestión distinta es que, en el futuro, se pueda producir un desplazamiento del uso de parte de la red de gas hacia una red de hidrógeno, cuestión que en todo caso requerirá de un marco regulatorio específico.

La discusión, por lo tanto, en el ámbito de la red de transporte y regasificación se centra básicamente en la nueva tasa de retribución financiera que se pueda contemplar para el siguiente periodo regulatorio, que comenzará en 2027, así como en una posible revisión de los valores unitarios actuales, establecidos mediante la Circular 8/2020.

Como se señaló con anterioridad, la red gasista no va a experimentar ampliaciones futuras. Por el contrario, en algún momento comenzará a desmantelarse su capacidad o cobertura. Ese proceso de *decommissioning* de la red de gas ha comenzado ya a plantearse en Alemania, Países Bajos y Reino Unido, en conexión con el comienzo de un despliegue futuro de una red de hidrógeno. Sin embargo, esa transición está muy lejos para el caso de la red gasista en España, que en todo caso en los próximos años sólo verá una creciente discusión sobre la inyección a la red de gas de hidrógeno renovable. De hecho, esa discusión ya ha comenzado, pese a que las condiciones regulatorias del acceso a la red gasista por parte de los futuros productores de hidrógeno están aún por definirse. En concreto, en mayo de 2024 la CNMC ya había resuelto sobre distintos conflictos de conexión para la mezcla (blending) de hidrógeno en la red de gas. Las plantas de generación de ese hidrógeno renovable no existen, ni tampoco las condiciones regulatorias del acceso, por lo que parece estar comenzándose a observar cierta estrategia de acaparamiento del acceso, en un proceso que guarda similitudes con el observado en el caso de las renovables eléctricas.

## 4. La retribución a las redes de electricidad

### 4.1 Las redes de distribución

#### Introducción

En la actualidad hay 331 empresas propietarias de redes de distribución eléctrica en España. Como puede observarse en el Cuadro 5, cinco de ellas concentran algo más del 95% del total de 30 millones de puntos de suministro conectados, con E-distribución Redes Digitales S.L.U. (Endesa) e I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U (Iberdrola) concentrando un 41,0% y 37,5%, respectivamente<sup>15</sup>. La existencia de un amplio número de pequeñas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes<sup>16</sup>, con cierta frecuencia con participación pública municipal, es un legado de la configuración histórica del sector eléctrico. Las empresas de menor tamaño (menos de 100.000 clientes) han tenido cierta consideración regulatoria espacial; por ejemplo, permitiendo un proceso de desintegración vertical entre la distribución y la comercialización mucho más tardío que en el caso de las cinco grandes empresas distribuidoras. En cualquier caso, y a diferencia de las redes de gas, las redes de distribución eléctrica se despliegan por todo el territorio nacional y registran cierto crecimiento, aunque lento, del número de puntos de suministro: 30,1 millones en 2022, frente a 28,9 millones una década antes. La electrificación requerida en el proceso de transición energética conllevará un aumento del número de puntos de suministros y de la potencia asociada.

**Cuadro 5. Puntos de suministro por titular de las redes de distribución de electricidad (4º trimestre 2022)**

Grupo	Número	%
E-distribución Redes Digitales S.L.U.	12.347.267	41.04%
I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.	11.294.813	37.54%
UFD Distribución Electricidad, S.A.	3.810.027	12.66%
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U.	677.761	2.25%
Viesgo Distribución Eléctrica, S.L.	533.032	1.77%
Resto	1.421.056	4.72%
<b>Total</b>	<b>30.083.956</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: CNMC Data y elaboración propia.

Como es natural, los principales activos de las redes de distribución son las líneas eléctricas, los centros de transformación y las subestaciones. Las distribuidoras están obligadas a remitir un amplio conjunto de información al regulador para que este pueda efectuar los cálculos retributivos correspondientes, tal como se detalla en la Circular Informativa 8/2021. Asimismo, y como siempre, el acceso a las redes se establece sobre el principio de no discriminación, de modo que el propietario de la red solo puede denegar el acceso a la misma con causas justificadas y motivadas.

<sup>15</sup> Como se señaló anteriormente, la CNMC obligó a que las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes no creen confusión en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización. Dicha obligación procede tanto de la normativa española como europea, pero no había sido instrumentada hasta ese momento.

<sup>16</sup> El tamaño medio de estas empresas es de 4.359 puntos de suministro por distribuidora.

### La retribución regulada

El modelo retributivo de la distribución eléctrica se estableció en el RD 1048/2013 y se basa, como en el resto de los casos (excepto en la distribución de gas), en un enfoque de costes. Esto es, se remuneran los costes correspondientes al capital (CAPEX) y a la operación y el mantenimiento (OPEX). Ese régimen se mantiene, en sus elementos esenciales, en el segundo periodo regulatorio (2020-2025) con la regulación establecida por la CNMC en la Circular 6/2019, aunque con algunos cambios relevantes en la metodología de cálculo para algunos parámetros. A continuación, se describe brevemente el modelo actual.

La retribución obtenida por una empresa distribuidora es el agregado de cinco componentes. El primer componente (RI) recoge el pago por la inversión realizada en instalaciones de la empresa, con dos partes. Por un lado, la retribución base por amortización. Se trata de una amortización lineal, cuya cuantía anual se calcula dividiendo el valor de la inversión de la instalación por su vida útil regulatoria<sup>17</sup>. A ese respecto, el valor de la inversión se computa de distinto modo si la instalación entró en servicio antes de 2018 o a partir de ese año. La razón estriba en que la metodología actual se aplica desde el ejercicio 2020, pero las inversiones reconocidas son las que entraron en servicio dos años antes.

Por otro lado, la retribución a la inversión integra la retribución financiera de la inversión, calculada mediante la multiplicación de la tasa de retribución financiera (TRF) por el valor neto de la inversión puesta en servicio dos años antes. En la actualidad, la TRF se calcula a partir del WACC, con la misma metodología que se aplica en otras actividades de red reguladas. Por su parte, en el cálculo del valor de la inversión con derecho a retribución se descuenta la parte del activo que ha sido financiada y cedida por terceros o las ayudas públicas percibidas<sup>18</sup>. Además, dado que esa inversión se produjo dos años antes del momento en que se esté reconociendo, se incrementa multiplicándola por un factor de retardo retributivo.

Por lo tanto, hay dos parámetros clave en la retribución a la inversión: la TRF y el valor de la inversión a reconocer. Con la actual metodología, el valor de la inversión es el valor auditado. Sin embargo, en algunos casos, el reconocimiento de ese valor auditado se ve limitado si se sitúa muy alejado de unos valores unitarios de referencia. Para ello, se distinguen tres tipologías de inversión (tipos 0, 1 y 2). Las inversiones tipo 1 (coste no completo) y 2 (Inversiones en digitalización y automatización de las redes) se valoran siempre al coste real auditado. Las de tipo 0 son las instalaciones nuevas a coste completo o renovación de instalaciones existentes. Su procedimiento de valoración se describe seguidamente.

La metodología establecida por la CNMC obliga a que, cada tres años, se realice una comparación entre la retribución que la empresa ha recibido en ese periodo de tres años por sus instalaciones y la que le habría correspondido de aplicar los valores unitarios para el caso de las instalaciones tipo 0. Si ambos valores se encuentran cercanos (en un rango de 0,9 a 1,05 veces) no hay ningún ajuste *ex post* sobre la retribución. Pero si la retribución con valores auditados es mayor de 1,05 veces (menos de 0,9 veces) la que le habría correspondido con los valores unitarios, entonces hay una minoración (mayoración) *ex post* del 50 por ciento de la diferencia entre ambos valores. El objetivo es, por tanto, premiar la desviación a la baja en los costes de inversión con respecto a unos valores estándar y penalizar la desviación al alza. Ello no se hace para cada instalación concreta, sino agrupadas en “familias” o

---

<sup>17</sup> Vida útil regulatoria fijada en la orden IET/980/2016, de 10 de junio.

<sup>18</sup> En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90% del importe percibido, si bien el margen del 10% “apropiable” por la empresa no podrá ser superior a 10 millones de euros.



instalaciones tipo y para el conjunto de los tres años, de modo que se premian o penalizan desviaciones medias. Los cálculos anteriores se refieren a inversiones en líneas, máquinas y centros de transformación. Las inversiones en otros tipos de activos (despachos de maniobras, centros de control y terrenos) siguen la misma metodología, pero no están sometidas a un ajuste posterior y siempre se retribuyen según los valores auditados.

Adicionalmente, la metodología incluye como concepto retributivo un Componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución (COMGES), que principalmente se corresponde con los costes de operación y mantenimiento. La retribución anual del COMGES difiere de lo explicado con anterioridad para la inversión, pues en este caso se basa en una retribución recibida el año previo incrementada en función del aumento de la retribución por inversión, ajustada por un parámetro  $x$ . El cálculo de ese parámetro  $x$  es complejo y, sin entrar en detalles, depende de la evolución de las empresas del conjunto del sector. De hecho, la CNMC ha propuesto recientemente, por primera vez, un valor provisional del parámetro  $x$  (igual a 0,515) para el semiperiodo regulatorio 2020-2022<sup>19</sup>. Es importante señalar que esta estrategia de benchmarking que vincula la retribución de una empresa a variables agregadas de todo el sector presenta siempre la debilidad de que cualquier cambio en ese agregado (por ejemplo, por una sentencia judicial al cabo de varios años sobre la retribución de una empresa) termina repercutiendo, aunque sea en una pequeña cuantía, sobre la retribución de todas las empresas. Por último, la retribución obtenida por COMGES está también sometida a un factor de ajuste que representa la capacidad de las empresas de gestionar los costes reales derivados de los distintos conceptos incluidos en el mismo. Ese factor, de cálculo también complejo, es fijado por la CNMC, y es de 0,97 para todo el periodo regulatorio.

Finalmente, la retribución regulada que obtiene una empresa distribuidora integra otros cuatro componentes. En primer lugar, una retribución por extensión de la vida útil por todas aquellas instalaciones de distribución que, habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio (en el año  $n-2$ ), siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de cada una de dichas instalaciones. En segundo lugar, una retribución por “otras tareas reguladas” que integra, entre otras, la lectura de contadores, tareas asociadas a la atención telefónica, a la gestión de peajes o por tasas de ocupación de la vía pública. En tercer lugar, un incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, asociado a la variación en el nivel de pérdidas de su red entre los años  $n-4$  a  $n-2$ . En cuarto lugar, integra un incentivo o penalización a la calidad del suministro de la empresa distribuidora entre los años  $n-4$  a  $n-2$ . La forma de calcular cada uno de estos cuatro componentes es prolija y está, como siempre, detallada en la metodología, pero excede del propósito de este trabajo.

### Los planes de inversión

Las empresas distribuidoras pueden realizar las inversiones que consideren oportunas para sus redes, siendo estas inversiones reconocidas siempre y cuando se cumplan varios requisitos. En primer lugar, que esos activos se contemplen en alguna de las distintas tipologías de inversiones reconocibles. Esta es, en principio, la parte más sencilla, si bien siempre hay discusión sobre los gastos que pueden ser entendidos como activables o no.

---

<sup>19</sup> Esa propuesta se contiene en el segundo trámite de audiencia de la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2020, en consulta pública hasta el 15 de abril de 2024.

En segundo lugar, la inversión a reconocer no puede exceder un límite por empresa. Ese límite se establece de modo global para todas las empresas distribuidoras como el 0,13% del PIB (aumentado al 0,14% en 2020-2022), pero posteriormente se distribuye en límites específicos para cada empresa según su cuota de mercado. En un apartado posterior se hará un análisis más detallado de esta cuestión, que también afecta al transporte de electricidad.

En tercer lugar, las empresas distribuidoras tienen que presentar *ex ante* unos planes de inversión, de carácter anual y trienal, que deben contar con el informe favorable de la Comunidad Autónoma donde se instala el activo y que deben cumplir con los límites de inversión. Es el Miteco quien, tras el análisis de esos planes por parte de la CNMC, los aprueba<sup>20</sup>. Por supuesto, todas las instalaciones nuevas, o en las que se lleven a cabo modificaciones sustanciales, han de pasar por distintos procesos de autorización administrativa ante las administraciones públicas competentes.

En cuarto lugar, al final de cada semiperiodo regulatorio de 3 años, la CNMC verifica que se han ejecutado los planes de inversión presentados *ex ante* (los referidos a los periodos n-4 a n-2) y se verifica (ahora *ex post*) que no se han superado los límites de inversión. Si los hubiesen superado, se descuentan de la remuneración unos porcentajes concretos (establecidos en la metodología) que dependen del exceso en que se ha incurrido. En el caso máximo, si el exceso sobre el volumen máximo fuese superior al 25% entonces se descontará de la retribución base un 50% de ese exceso.

El Cuadro 6 muestra la retribución regulada de la distribución de electricidad para el año 2020, desglosada en los componentes detallados con anterioridad, según la propuesta de la CNMC contenida en el segundo trámite de audiencia desarrollado en abril de 2024. En esta propuesta, aun no definitiva, ya se integra el cálculo de los distintos parámetros requeridos. Como es natural, el valor de la retribución a la inversión es el principal componente. Recuérdese que ese valor se calcula mediante costes auditados si bien, una vez se apruebe la retribución de los ejercicios 2020 a 2022, se realizará un ajuste respecto a los valores unitarios de referencia.

**Cuadro 6. Retribución anual a la distribución de electricidad en España (en millones de euros)**

Retribución Inversión	COMGES	Otras tareas reguladas (ROTD)	Incentivos	Retribución total
2.859	1.383	891	41	5.168

Fuente: CNMC.

### Situación actual

Como en el caso de otras actividades, hay tres grandes discusiones de cara al siguiente periodo regulatorio. Una parte de la discusión pivota sobre la nueva tasa de retribución financiera a aplicar. Otra parte se refiere a los valores unitarios que se utilizan como referencia para el ajuste retributivo, que actualmente están recogidos en una Orden Ministerial de 2015 (Orden IET/2660/2015). En tercer lugar, hay discusión sobre las inversiones, con varias cuestiones abiertas que podrían implicar cambios más o menos profundos: modificación del límite actual, revisión a mitad de periodo, mecanismo de retribución *ex ante*, flexibilización en los planes de inversión y en los límites, inversiones anticipatorias, etc. Estas cuestiones, a su vez, se complementan con las referidas al diseño de incentivos. Muchos de estos

<sup>20</sup> El contenido y formato de los planes de inversión están regulados en Circulares informativas de la CNMC.

asuntos afectan también al transporte de electricidad, por lo que serán tratadas en un apartado posterior.

## **4.2 Las redes de transporte**

### Introducción

Red Eléctrica de España (REE) es el gestor de la red de transporte de electricidad y transportista único (Ley 17/2007). Los activos de la red de transporte están fundamentalmente compuestos por las líneas (con sus sistemas de apoyo), las subestaciones y transformadores, incluyendo entre estos últimos unos transformadores especiales que se denominan desfasadores. Adicionalmente, hay elementos singulares de la red de transporte, como son las interconexiones submarinas entre islas, o las de Baleares con la península. Por último, también integra otros activos de comunicaciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares que son necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones de la red de transporte.

Debe señalarse que la normativa europea del mercado interior de la energía (Directiva 2019/944 y Reglamento 2019/943) impide al operador del sistema de transporte tener la propiedad, gestionar y operar activos de almacenamiento de energía. Sin embargo, contempla posibles excepciones para el caso de los sistemas eléctricos aislados. De hecho, mediante la Decisión de la Comisión 2024/560 se ha autorizado a REE a tener la propiedad de centrales de bombeo en Canarias, sobre la base de su carácter de sistemas eléctricos aislados y de su consideración como región ultraperiférica. Esos activos también recibirán una retribución regulada, pero integrada en el régimen retributivo relativo a los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares. De ese modo, aunque propiedad de REE, esos activos no formarán parte de la retribución al transporte y, por lo tanto, su régimen retributivo no se analiza en este trabajo<sup>21</sup>.

### La retribución regulada

La metodología actual de retribución para las redes de transporte se establece en la Circular 5/2019 de la CNMC, si bien debe señalarse que es muy similar a la establecida a finales de 2013 con el RD 1047/2013 en el que se basó el periodo regulatorio previo al actual. La retribución regulada al transporte en un año  $n$  consta de tres componentes: la retribución por cada una de las instalaciones de transporte (es decir, de cada elemento del inmovilizado) que se encuentren en servicio en el año  $n-2$ , la retribución por extensión de la vida útil y la retribución por incentivo a la disponibilidad. Esta última se asocia al grado de disponibilidad ofrecida por las instalaciones de transporte en el año  $n-2$ , en comparación con unos valores objetivos, pero en la práctica representa una parte muy reducida de la retribución total y legalmente está limitada a un rango entre el +2,5% y -3,5% del total.

Como es habitual, la retribución anual a percibir por cada elemento de inmovilizado es la suma de dos componentes: la retribución a la inversión y la retribución por operación y mantenimiento. La retribución a la inversión existirá siempre que el inmovilizado no haya superado la vida útil regulatoria y es la suma de i) la retribución por amortización, calculada dividiendo el valor de la inversión entre la vida útil regulatoria y ii) la retribución financiera de la inversión, calculada mediante la multiplicación de la

---

<sup>21</sup> La Orden TED/1243/2022, de 2 de diciembre, aprueba la metodología de cálculo de la retribución de la instalación hidráulica reversible de 200 MW de Chira Soria (Gran Canaria).

tasa de retribución financiera por el valor neto de la inversión. Por tanto, hay tres parámetros a los que hay que asignar valores: el valor neto de la inversión, la tasa de retribución financiera (basada en el WACC, como en los otros casos) y la vida útil regulatoria que, en el caso de las instalaciones de transporte, es en la mayoría de casos, igual a 40 años.

En el caso del transporte de electricidad se ha establecido un sistema que distingue entre dos tipos de instalaciones: las singulares y las no singulares. Las instalaciones no singulares son activos “estándar”, de modo que la retribución a percibir no depende totalmente del coste de inversión de la instalación concreta, sino que depende parcialmente de unos valores unitarios (esto es, unos valores medios) previamente establecidos. Por ejemplo, si se tratara de una clásica línea aérea con sus torres, se retribuiría en parte (en un 50%) en función de la longitud y el tipo de circuito de la línea, así como del tipo de torres utilizadas, con independencia de si el valor exacto de una inversión en una línea concreta se situó por encima o por debajo de ese valor unitario asignado. El otro 50% de la valoración del activo es a través del valor auditado<sup>22</sup>, pero limitado a 1,25 veces el valor estándar establecido. En caso de que sea superior, además de aplicarle ese límite, se exige a la empresa la presentación de una auditoría técnica justificativa.

Ahora bien, existen algunos activos “no estándar” para los que no hay un valor unitario de referencia. Son las denominadas instalaciones singulares. Un ejemplo son las líneas submarinas, que son escasas y específicas de cada tendido concreto. Estas instalaciones singulares se retribuyen en su totalidad mediante costes auditados, limitando el valor de la inversión reconocida de modo que esta no podrá superar en más del 25% el valor que se había estimado en el momento inicial de la solicitud de reconocimiento del carácter singular de la inversión.

El caso de las instalaciones con régimen retributivo de inversiones singulares es especialmente relevante porque suelen ser instalaciones de alto coste en las que, con cierta frecuencia, hay modificaciones del valor reconocido inicialmente<sup>23</sup>. Así ha ocurrido, por ejemplo, en el caso del enlace Tenerife-La Gomera (que pasó de un valor inicial reconocido de 84,5 M€ a 144,5 M€) o el enlace Península-Ceuta (de 198,7 M€ a 332,3 M€)<sup>24</sup>. Un caso particular es el de la nueva interconexión con Francia (Golfo de Vizcaya), que aumenta la capacidad de interconexión desde los 2.800 MW actuales a 5.000 MW<sup>25</sup>. En este caso hubo

---

<sup>22</sup> No se entra aquí en detalles para no dificultar la exposición de los asuntos. La descripción se centra en el método para los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015, pero en realidad en el caso del transporte la valoración de los activos (y su retribución) es distinta según su entrada en servicio fuera antes de 1998, entre 1999 y 2014, o posterior.

<sup>23</sup> La CNMC pasó también a tener la competencia sobre el reconocimiento del carácter singular de las instalaciones.

<sup>24</sup> Pese a ello, el Valor Actual Neto (VAN), que calcula la propia REE según la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E, se mantiene en valores positivos. La CNMC ha advertido que esa metodología no se adapta a las condiciones de los territorios no peninsulares y que la consideración de estas o ligeras modificaciones en los parámetros considerados por REE arrojaría VAN negativos. Como mínimo, un análisis de coste-beneficio (CBA) conducido por el regulador debe ser condición necesaria para la aprobación de esos proyectos. Ello evitaría que pudiese haber dudas, a la vista de los nuevos costes de la inversión, sobre la rentabilidad social de las nuevas inversiones, con independencia de cuál sea su mecanismo de pago: a través de los peajes o a través de subvenciones públicas.

<sup>25</sup> Debe señalarse que el Consejo y la Comisión Europea han indicado en varias ocasiones la necesidad de alcanzar una ratio de interconexión superior al 10%. Esa ratio se define en términos de las capacidades de intercambio de importación dividida por la potencia doméstica instalada. Como es lógico, en un contexto de aumento constante de la potencia instalada nacional por la entrada de nueva generación renovable, esa ratio no hace sino disminuir por mucha capacidad de interconexión que se añada. Esta arrojaría dudas sobre la relevancia de la capacidad de interconexión medida de ese modo, a lo que se añade que la demanda doméstica de electricidad también se está reduciendo. Una ratio en términos de la demanda punta (supongamos, por ejemplo, que en los últimos cinco años)

un importante aumento de la inversión prevista, del orden de 1.000 M€, acompañado de una modificación de la decisión conjunta sobre asignación transfronteriza de costes entre España y Francia. Esto ha llevado a una modificación de la inversión reconocida inicialmente, posibilidad que se contempla en la Circular 5/2019, si bien limitando la cantidad de la inversión que puede pagarse vía peajes. En el siguiente apartado se harán algunas reflexiones adicionales sobre las interconexiones.

Cada elemento del inmovilizado recibe, además de la retribución a la inversión, una retribución a la operación y mantenimiento. Esta se basa en aplicar un valor unitario de operación y mantenimiento, que se incrementa con un factor de retardo retributivo que se deriva del coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de la instalación (en el año n-2) y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento (en el año n). Por lo tanto, este factor depende también de la tasa de retribución financiera. La CNMC actualizó esos valores mediante la Circular 7/2019. Esa actualización era coherente con el principio establecido en la metodología de retribución de posibilitar el alargamiento de la vida útil de las instalaciones que hayan excedido su vida útil regulatoria. De ese modo, más allá de que se rentabilicen las inversiones y gastos necesarios de la empresa transportista, se trata de evitar incurrir en nuevos gastos de inversión, con el consiguiente incremento de costes para el conjunto del sistema. En el caso de las instalaciones singulares, como también ocurría en la retribución a la inversión, no hay un valor unitario, sino que se reconoce una retribución inicial que posteriormente se actualiza, además de aplicarse también el factor de retardo retributivo.

El Cuadro 7 muestra la retribución regulada del transporte, en los tres componentes que posteriormente se detallarán, para el año 2020. De momento, esa retribución se ha prorrogado con carácter provisional para los ejercicios posteriores. Debe hacerse notar que por razones justificadas, y con autorización, algunas instalaciones de la red de transporte se mantienen en manos de dos distribuidores. Sin embargo, se trata de una parte muy reducida de la retribución total del transporte (1,5%).

**Cuadro 7. Retribución anual al transporte de electricidad en España (en euros)**

Empresa	Retribución Inversión	Retribución Operación y Mantenimiento	Incentivo disponibilidad	Retribución total
Red Eléctrica de España S.A.	1.157.380.384	375.382.648	654.737	1.533.417.769
UFD (Grupo Naturgy)	20.162.192	3.254.705	81.368	23.498.264
Vall de Sóller Energía S.L.U.	404.037	175.676	-6.149	573.564
<b>Total</b>	<b>1.177.946.613</b>	<b>378.813.028</b>	<b>729.956</b>	<b>1.557.489.597</b>

Fuente: CNMC

Situación actual

Como se ha señalado, la red de transporte es una red con planificación vinculante. La planificación actual, que se corresponde con el periodo 2021-2026, fue aprobada en Consejo de Ministros en marzo de 2022, aunque recientemente (BOE de 24 de abril de 2024) se han modificado aspectos puntuales de la misma. Esa planificación parte de una previsión de la demanda y de un proceso de consulta pública

---

sería más sensata, aunque esa no es la métrica que se utiliza. Probablemente ello se debe a que se definió a principios de la década de los 2000, cuando la situación y evolución del mix de generación era muy distinta.

para identificar las necesidades de red troncal para los próximos años. En estos momentos esas necesidades están muy asociadas con el despliegue de generación eólica o fotovoltaica, sin menoscabo de nuevas demandas de grandes consumidores de energía, como puede ser el desarrollo de la alta velocidad ferroviaria o nuevas plantas de bombeo hidráulico. Asimismo, se pretende suprimir las restricciones que afectan a la calidad o fiabilidad del suministro y que son resultado de la configuración de red. Esas restricciones técnicas generan, además, costes sobre el funcionamiento del sistema.

## **5. La discusión actual sobre las redes y su retribución**

Existe un amplio consenso a la hora de señalar que la disponibilidad de un despliegue suficiente de las redes, y particularmente de las redes eléctricas, es una condición necesaria para el cambio en el *mix* de generación y consumo energético final que se desea impulsar. Las redes son imprescindibles para lograr una penetración amplia de la generación renovable, con los retos de gestión asociados que incorpora un *mix* compuesto de forma mayoritaria por fuentes de generación no gestionable y con localización geográficamente dispersa, así como para posibilitar la conexión de nuevos consumidores asociados al proceso de electrificación. Entre estos últimos se cuentan los puntos de recarga para vehículos, la electrificación de los procesos industriales y de generación de calor en oficinas y hogares o el despliegue de nuevas actividades intensivas en consumo eléctrico, como los centros de procesos de datos o la generación de hidrógeno renovable. En ese entorno es natural plantearse qué características debe tener la metodología retributiva de las redes, siempre teniendo en cuenta las capacidades reales de implementación y supervisión por parte del regulador.

Todas las metodologías retributivas relativas a las redes de electricidad y gas parten de la idea del reconocimiento de los costes necesarios para realizar la actividad por parte de una empresa eficiente y bien gestionada, con la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. El propósito último es que las empresas titulares obtengan unas rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad, que se considera bajo. En ese contexto, hay diversos motivos que justificarían que la revisión de las distintas Circulares de metodología retributiva que debe llevar a cabo la CNMC no debería introducir modificaciones sustanciales en los modelos ya vigentes. La estabilidad de los modelos regulatorios es una condición necesaria para dar predictibilidad sobre los ingresos a percibir por parte de las empresas titulares, evitando la aparición de incertidumbres que puedan retraer la inversión.

Esa estabilidad del modelo general es compatible con la introducción de diversos ajustes, muy especialmente en términos del diseño de incentivos/desincentivos. A ese respecto, el diseño de incentivos responde al cumplimiento de diversos objetivos, cuya relevancia puede ir cambiando con el transcurso del tiempo. Por ejemplo, en un momento dado pueden tener importancia los incentivos dirigidos a la reducción de las pérdidas en las redes; sin embargo, de modo natural, este incentivo pierde relevancia a medida que esas pérdidas se minimizan. Al mismo tiempo, van surgiendo otros retos asociados a la transformación del sector energético que requieran de mayor atención. Por ejemplo, la reducción de los tiempos de respuesta en la tramitación por parte del titular de la red de la conexión de nuevos activos conectados a su red, como pueden ser las instalaciones de autoconsumo, los puntos de recarga o, en general, nuevos puntos de consumo.

### Los límites a la inversión y la flexibilización

Es importante señalar que cuando se introduce un modelo retributivo, o cuando se plantean modificaciones sobre el vigente, deben tenerse muy presentes las capacidades reales de supervisión por parte del regulador. Un caso paradigmático se relaciona con la limitación o techo establecido regulatoriamente a las inversiones anuales susceptibles de reconocimiento retributivo que, como ya se ha señalado previamente, se sitúan en un 0,065% y 0,13% del PIB para las redes de transporte y distribución, respectivamente. Ello viene a significar unos 2.750 millones de euros anuales en la actualidad. La CNMC no publica información sobre cuál es el montante de inversión anual reconocida, por lo que no es posible dar una cifra precisa de hasta qué punto las inversiones efectivamente realizadas se sitúan cerca del límite. Cabe esperar que algunas de las actuaciones previstas, bien en la planificación de la red de transporte o bien en los planes de inversión de los titulares de las redes de distribución, no se llevan a cabo o se retrasan por distintas razones, como puede ser la falta de obtención de los permisos necesarios para la construcción. En cualquier caso, el valor concreto de ese límite, que se estableció en 2013 en un contexto de grave falta de sostenibilidad financiera del sector eléctrico, y cuando se arbitraron un amplio conjunto de medidas para atajarlo, no tiene por qué responder a las necesidades actuales de despliegue de las redes, lo que origina de modo natural discusión sobre su modificación o, eventualmente, su desaparición.

Antes de profundizar en ello conviene señalar que ya las normas actuales contemplan distintas situaciones que permiten superar los límites de inversión. En el caso del transporte, la planificación actual 2021-2026 contempla una inversión total de 6.964 M€ pero, dentro de esa cuantía, 1.260 M€ no computan en el límite de inversión; se tratan, fundamentalmente, de interconexiones internacionales. A ello habría que añadir una inversión adicional prevista de 489 M€ tras la modificación de diversos aspectos puntuales de la planificación, aprobada recientemente (abril de 2024) por el Consejo de Ministros<sup>26</sup>. Sin embargo, esas inversiones adicionales tampoco computan en el límite. La razón estriba en que el límite se establece para evitar impactos sobre los peajes que pagan los consumidores en sus facturas, pero esas inversiones adicionales se no se abonarán mediante los peajes sino mediante transferencias provenientes de la adenda del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Inversión 4 del Componente 31, ligado a los fondos REPowerEU)<sup>27</sup>. Por lo tanto, de facto, una parte relevante de las inversiones que realiza REE, especialmente en grandes infraestructuras como la interconexión del Golfo de Vizcaya, no computan en el límite<sup>28</sup>.

Mayor presión para la modificación del límite surge en relación con la red de distribución. A ese respecto, la norma actual establece, con carácter general, dos condiciones en las que el límite para una empresa podría ser superado y retribuido con cargo al sistema. En primer lugar, que el crecimiento previsto de la demanda para esa empresa fuese superior al triple del crecimiento previsto en la planificación para el conjunto del sector eléctrico. En segundo lugar, que una sola de las actuaciones de inversión previstas suponga más del 50% de la remuneración global de la empresa. Sin embargo, estas condiciones no son operativas en la práctica, al menos para los principales titulares de las redes que, como se mostró en el

---

<sup>26</sup> Aunque no es objeto de este trabajo, debe señalarse que la modificación de la planificación ha originado también un recálculo de las capacidades de acceso y conexión por parte de REE, con dos protagonistas en las peticiones de esas nuevas capacidades: la generación renovable y el almacenamiento.

<sup>27</sup> Es más, el RDL 20/2022 estableció que cuando una actuación de inversión recibe una financiación procedente de la Adenda del PRTR, aunque esta fuese parcial, la totalidad de la actuación de inversión no computa en el límite.

<sup>28</sup> A ello habría que añadir la importante inversión en la central de bombeo de Salto de Chira, cuya retribución es similar al de las instalaciones de generación en los sistemas no peninsulares.

Cuadro 5, son responsables de la casi totalidad de los puntos de suministro en España. En el caso de la distribución eléctrica, durante 2021 y 2022 se han estado también efectuando inversiones no computables en el límite, referidas a inversiones para la digitalización de las redes, que han sido parcialmente subvencionadas (un 50%) desde el PRTR por un montante global de hasta 525 millones de euros (RD 1125/2021). Para que esas inversiones fueran adicionales a las inicialmente previstas, se permitió a las empresas aumentar su volumen de inversión a cargo del sistema eléctrico en un volumen igual al de los proyectos susceptibles de ser financiados con los fondos europeos, sin que esas inversiones tampoco computasen en el límite.

Una alternativa a la situación actual, especialmente en el caso de la red de distribución (que no está sujeta a planificación vinculante), sería plantear un modelo donde no hubiese un límite impuesto *ex ante* sino que cada inversión pudiera evaluarse en función de sus propios méritos a través de un análisis coste beneficio particular. Como principio general, es razonable pensar que si una actuación de inversión resultase en un beneficio neto para el conjunto del sistema, no debería estar sujeta a un límite. Sin embargo, ello requeriría analizar cientos de actuaciones de inversión, de modo que el reconocimiento retributivo de las inversiones realizadas requeriría de unas capacidades de análisis y supervisión muy superiores a las actuales<sup>29</sup>. Es decir, el regulador tendría que dotarse de recursos humanos y técnicos con un dimensionamiento completamente alejado de su situación actual. Si el análisis se circunscribiera a proyectos de inversión “grandes”, definidos por ejemplo a partir de un determinado volumen de inversión, y se dejasen sin supervisar los que estuviesen debajo de ese límite, resultaría muy sencillo la partición de esos proyectos grandes en varios de menor volumen<sup>30</sup>. En ausencia de esas capacidades, el límite de inversión es un instrumento operativo útil, aunque imperfecto, para evitar un sobredimensionamiento de las redes que, por supuesto, pagarían los consumidores en forma de mayores peajes.

Una consideración adicional se refiere al hecho de que el límite de inversiones para un año *n* se calcule en función del PIB previsto para ese año. Es evidente que ha habido un claro desacoplamiento entre el crecimiento del PIB y de la demanda eléctrica. De hecho, entre 2015 y 2023 el PIB real ha crecido un 13,4% (36,6% en términos corrientes) mientras que la demanda eléctrica se redujo en un 6,9%<sup>31</sup>. Por lo tanto, paradójicamente, la demanda eléctrica sería un factor mucho más limitante para establecer la evolución del límite de inversiones. La paradoja surge de que se está acometiendo un fortísimo aumento de la capacidad de generación instalada mediante renovables (que son inductoras de costes en nuevas

---

<sup>29</sup> Debe señalarse que, en el caso de la red de transporte, el documento del Plan de Desarrollo recoge un apartado 3 sobre metodología de análisis en el que se describe el análisis de alternativas (apartado 4), los criterios de selección/priorización (apartado 5) y el análisis coste-beneficio (apartado 6). El ejercicio parte de una red base o red de partida, sobre la que se identifican necesidades de desarrollo y se plantean soluciones. Esa red de partida es la red existente en el momento de la planificación, a la que se añaden las actuaciones ya en curso y que estarían en servicio con muy alta probabilidad en los próximos años. Las necesidades de desarrollo de esa red pueden tener orígenes variados: mejora de la calidad y seguridad de suministro (y que tienen costes para el sistema; por ejemplo, en forma de restricciones técnicas), integración de nueva generación renovable, integración de almacenamiento, integración de nueva demanda (por ejemplo, transporte ferroviario), necesidades de apoyo a la red de distribución, aumento del nivel de interconexiones internacionales, etc.

<sup>30</sup> Sería una situación ya observada en otros ámbitos regulatorios. Por ejemplo, solo hay que analizar la cantidad de instalaciones renovables geográficamente contiguas con potencia instalada de 49,9 MW. La norma establece diferencias en la administración responsable de la tramitación para instalaciones con 50 MW de potencia o superior, frente a las que se sitúan por debajo de ese umbral.

<sup>31</sup> Con datos de REE, la demanda anual (medida en el punto de generación, esto es, en barras de central) pasó de 262.808 GWh en 2015 a 244.797 GWh en 2023.



redes) y hay amplias expectativas de electrificación, pero hasta el final de 2023 eso no se traduce en aumentos del consumo eléctrico que transita por las redes<sup>32</sup>. Por lo tanto, en cierto sentido, el hecho de que el límite se establezca sobre el PIB como indicador general de evolución de la actividad económica está permitiendo el cambio en el mix de generación y la gestión más eficiente de las redes, pero también anticipando unas inversiones que podemos considerar necesarias para un esperado (pero no observado) aumento de la demanda de electricidad.

Asumiendo, por lo tanto, la existencia de un límite, una cuestión adicional sería si este resulta ser el adecuado. A ese respecto, es sencillo observar que el volumen de las inversiones en redes sujetas al límite, junto a las susceptibles de retribución pero que no computan en el límite y las pagadas con cargo a fondos europeos, se encuentra muy alejado de los 53 mil millones de euros de inversiones en redes que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé para esta década. El PNIEC no detalla cómo se ha alcanzado esa cifra, pero es difícilmente armonizable con los límites establecidos en la regulación actual para las redes eléctricas teniendo en cuenta que no hay indicación alguna en el PNIEC de que se estén incluyendo inversiones en otras redes (por ejemplo, eventualmente en una red de hidrógeno). Sí hay algún indicio que lleva a pensar que el PNIEC puede estar incluyendo en ese cómputo algunos elementos asociados a las redes, como las inversiones en puntos de recarga, aunque ello no elimina la contradicción entre la cifra aportada en la planificación indicativa contenida en el PNIEC y la permitida regulatoriamente.

En junio de 2024 el Miteco ha abierto un procedimiento de consulta pública para modificar el límite del 0,13% del PIB. Lo razonable sería que un aumento del límite, que conducirá en el futuro a un aumento de los peajes en la factura de los consumidores, se haga de forma muy dirigida a solventar los problemas de capacidad de la red que parecen estar poniéndose de manifiesto en relación con nuevas demandas. Ello afectaría de modo destacado a la conexión de los centros de datos y a las capacidades que permitan la extensión de los puntos de recarga. En particular, y en relación con la extensión de los puntos de recarga, la situación continúa siendo deficiente, tal y como indican de modo reiterado los informes de electromovilidad elaborados por Anfac.

### Inversiones anticipatorias

A finales de 2023, la Comisión Europea (CE) ha puesto en marcha una iniciativa<sup>33</sup> en la que se incluyen varias propuestas dirigidas a desarrollar con mayor rapidez los proyectos de interconexión catalogados como proyectos de interés común europeos, mejorar la planificación a largo plazo y la electrificación, introducir nuevos incentivos reglamentarios para la expansión de las redes eléctricas e incentivar su uso más eficiente, mejorar la financiación de las redes y acelerar los permisos para su despliegue, así como para reforzar las cadenas de suministro de los equipamientos necesarios<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> Sí se está produciendo un aumento de la demanda eléctrica en 2024: un 1,2% hasta mayo en relación con el mismo periodo de 2023.

<sup>33</sup> Redes, el eslabón perdido: Plan de Acción de la UE para las Redes. COM(2023) 757 final.

<sup>34</sup> El reciente informe Letta enfatiza el papel de la falta de integración de los mercados europeos de la energía y llama a favor de la interconexión y de las inversiones en redes. Véase Letta, E. (2024): *Much more than a market. SPEED, SECURITY, SOLIDARITY Empowering the Single Market to deliver a sustainable future and prosperity for all EU Citizens*, April 2024.

La Comunicación de la CE recuerda los principios básicos y proporciona diversas recomendaciones, muchas de ellas de carácter muy general. Por ejemplo, la mejor integración del hidrógeno en la planificación de las redes eléctricas o unas futuras orientaciones sobre el reparto de los costes transfronterizos de los costes de los proyectos marinos. Una propuesta potencialmente más relevante es la de presentar, a lo largo de 2025, principios rectores que determinen las condiciones en las que los reguladores nacionales pueden permitir “inversiones anticipatorias” en redes. Por poner un ejemplo, se podría plantear extender la red en zonas con un elevado potencial de generación renovable sin explotar como vía para posibilitar de modo anticipado el desarrollo de nueva generación en esa área. Obviamente, si ese fuera el caso, esas inversiones estarán infrautilizadas hasta que se produjesen avances en la generación. La posición de la CE es lograr un equilibrio entre la anticipación de las necesidades futuras de infraestructuras, lo que evitaría pérdidas de bienestar por el retraso en la modernización de la red, y el mayor coste inducido por esas infraestructuras, que un momento inicial podrían no utilizarse plenamente.

Se trata de un asunto a desarrollar reglamentariamente, pero sin duda controvertido. A ese respecto, los reguladores europeos de energía han publicado recientemente un documento de posición sobre el posible reconocimiento de inversiones anticipatorias<sup>35</sup>. Del análisis llevado a cabo por ACER-CEER se concluye que no hay ningún concepto regulatorio específico asociado a inversiones anticipatorias en prácticamente la totalidad de EEMM. De hecho, en todos los Estados Miembros esas inversiones se retribuyen como el resto de inversiones, con independencia de su nivel de utilización. Ello no obsta para que la planificación de la red sí incorpore en muchos casos previsiones de largo plazo, que dotan de un cierto carácter anticipatorio a las decisiones de inversión. En ese sentido, por ejemplo, el regulador puede permitir al transportista dimensionar al alza determinados proyectos cuando se espera un fuerte crecimiento de la demanda futura en esa zona. Sin embargo, los reguladores europeos enfatizan que el reconocimiento de esas inversiones anticipatorias tendría que ser compatible con la eficiencia en el despliegue y funcionamiento de las redes.

### Los valores unitarios

Un aspecto adicional y controvertido de cara a la discusión para el próximo periodo regulatorio se refiere a la actualización de los valores unitarios. La situación de los valores unitarios es heterogénea entre las distintas actividades reguladas, tanto por su relevancia real en la retribución percibida como por la fecha en la que se efectuó su cálculo. El caso más destacado es el de la distribución eléctrica, para la que se utilizan valores unitarios que fueron establecidos en 2013, con vigencia desde 2016 (publicación de la Orden IET 2660/2015<sup>36</sup>) y que no han sido actualizados hasta la fecha. Como ya se señaló, la retribución a la distribución utiliza valores auditados, pero los valores unitarios imponen un ajuste *ex post* que podría llevar a una modificación sobre la retribución percibida. El problema obvio es que, en un contexto

---

<sup>35</sup> ACER-CEER (2024): Position on anticipatory investments, March 2024. Véase también ACER (2023): Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects, donde se hace un análisis detallado de los procedimientos seguidos por distintas agencias independientes de regulación para el desarrollo de análisis coste beneficio.

<sup>36</sup> Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de Otras Tareas de Distribución que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

inflacionario como el vivido en los últimos años, se ha producido un encarecimiento notable del coste de los equipamientos que no se refleja en los valores unitarios que se utilizan como referencia. En ese sentido, aunque es un proceso costoso en términos de los tiempos y recursos requeridos, sería conveniente que la CNMC fuera procediendo a la actualización de esos valores.

### Las dificultades y retrasos en establecer las retribuciones

Como se señaló anteriormente, las instalaciones que entran en servicio en un año  $n$  comienzan a retribuirse en el año  $n+2$ , si bien reciben una retribución financiera que compensa por ese retardo. Habría que valorar en qué medida el regulador, en el contexto de mejora de los sistemas de recogida de información, podría obtener información completa de esas inversiones ya en el año  $n+1$  para poder incluirlas en la retribución de ese mismo año. Sin embargo, el problema en estos últimos años no se deriva de ese retardo de dos años en el reconocimiento de las nuevas inversiones, sino del hecho de que se ha acumulado un considerable retraso en una razonable puesta al día de las retribuciones definitivas asociadas al transporte y la distribución eléctrica. Nos referimos aquí a las retribuciones definitivas porque, entre tanto estas no se cierran, las empresas titulares de redes siguen percibiendo una retribución provisional. De hecho, en 2024 siguen percibiendo, con carácter provisional, la misma retribución que la CNMC estableció, también provisionalmente, para el año 2020.

Debe tenerse en cuenta que fue en 2019 cuando la CNMC recibió las competencias que le correspondían por normativa europea para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica (RDL 1/2019) y que, como se ha señalado, el año 2020 fue el primero del actual periodo regulatorio con la aplicación de las metodologías aplicadas en las Circulares (2021 en el caso del gas). El cierre del periodo regulatorio previo, cuya competencia corresponde al Miteco, está resultando ser enormemente complejo. Es revelador observar el ejemplo de las vicisitudes para cerrar la retribución de la distribución del año 2016, lo que a su vez repercute en todos los ejercicios posteriores. La retribución para ese año se estableció inicialmente en la Orden IET/980/2016, con apoyo en los valores unitarios establecidos en la Orden IET/2660/2015. Posteriormente, un procedimiento de lesividad para el interés público promovido desde el Miteco y diversas sentencias parcial o totalmente estimatorias del Tribunal Supremo ante recursos presentados por las empresas afectadas llevaron a modificaciones de la metodología (Orden TEC/490/2019) y de la retribución en distintas Órdenes (Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022). Esa retribución se ha modificado también a partir de las inspecciones realizadas por la CNMC para comprobar la exactitud de la información aportada por las empresas distribuidoras. Ya a finales de 2023 y en 2024, el Tribunal Supremo ha vuelto a estimar diversos recursos presentados por las empresas distribuidoras, en este caso en contra de la última Orden en la que establecía la retribución para 2016 (Orden TED/490/2022) y en la que, entre otras cuestiones, no se había considerado la reformulación de cuentas anuales del ejercicio 2014 realizadas por las empresas (en 2020). En suma, en 2024 está aún pendiente el cierre del ejercicio 2016, lo que afecta además a que no sea posible cerrar definitivamente los ejercicios posteriores. Esta altísima litigiosidad, que es una característica idiosincrática del sector energético en España, consume muchos recursos humanos de la CNMC y del Miteco, que son claramente de menor dimensión numérica que los disponibles por parte de las empresas reguladas, y es una rémora para avanzar de forma más rápida y efectiva en una mejor regulación.

Por lo que se refiere al actual periodo regulatorio, en estos momentos está pendiente aún la resolución de la CNMC donde se establece la retribución para el año 2020, que es el primer año del presente periodo regulatorio y que se basa en la metodología establecida en las Circulares. En el caso de la distribución, esa propuesta ha pasado ya por dos trámites de audiencia pública. Por lo tanto, resulta evidente que hay un retraso no deseable. En parte, ese retraso se deriva de los procesos de inspección por parte de la CNMC y de la judicialización, pero también apunta a la necesidad de más medios humanos por parte de la CNMC, que además se ha visto sometida en los últimos años a múltiples mandatos contenidos en distintos Reales Decretos-Leyes que han implicado la ejecución de nuevos y muy diversos procedimientos en el ámbito energético. Adicionalmente, la aplicación de las nuevas metodologías ha requerido el cálculo de algunos nuevos parámetros que, a su vez, han exigido la obtención de nueva información regulatoria.

Sería, por lo tanto, muy deseable una puesta al día de las retribuciones definitivas porque, además, ello permitiría tener mayor certeza sobre los costes reales del sistema. Además, resulta paradójico que el sector se encuentre focalizado en las metodologías del próximo periodo regulatorio sin haber resuelto aún las retribuciones definitivas del periodo regulatorio previo ni las primeras retribuciones del periodo actual. Piénsese, por ejemplo, que el cálculo del posible exceso retributivo percibido por la distribución, calculado a partir de la desviación sobre los valores estándares, exige tener calculadas las retribuciones del primer semiperiodo regulatorio, esto es 2020-2022. Este considerable retraso acumulado genera incertidumbre, bien porque las empresas tengan que devolver una retribución por exceso, si la definitiva es inferior a la recibida provisionalmente, o bien percibir la diferencia en caso contrario.

### La retribución financiera

El modelo retributivo aplicado, como en los países de nuestro entorno, se basa en un modelo de reconocimiento de inversiones ya realizadas (salvo en la distribución de gas). Esas inversiones reciben una retribución financiera, que actualmente es calculada por la CNMC sobre la base del coste medio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* o WACC). El uso del WACC es habitual en el ámbito regulatorio, y de hecho es empleado por la CNMC ya desde hace tiempo en otros sectores regulados<sup>37</sup>, así como por los reguladores de energía en otros países europeos. No hay pues discusión sobre su uso como método para la estimación de la tasa de retribución financiera pero, como es natural, sí la hay sobre el cálculo concreto de los distintos parámetros que la componen. La metodología actual del WACC se contiene en la Circular 2/2019<sup>38</sup> y trata de reflejar la realidad de los mercados de capital a los que las empresas acuden para obtener financiación. El objeto último es reconocer ese coste de capital, que integra tanto los costes asociados a los fondos propios como los costes de la deuda según la siguiente expresión:

$$WACC = RA * Rd * (1 - T) + (1 - RA) * (TLR + PRM * \beta)$$

---

<sup>37</sup> Los conceptos básicos de la metodología aplicada por la CNMC para el sector energético y para otros sectores regulados (aeroportuario, telecomunicaciones y postal) son los mismos, si bien la elección concreta de los parámetros atiende a especificidades propias de cada sector y de la regulación sectorial.

<sup>38</sup> Además de la memoria que, como siempre, acompaña a la Circular, el lector interesado puede leer el Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 (INF/DE/044/18). En dicho informe se explican con detalle las alternativas metodológicas existentes.

En el actual periodo regulatorio ambos componentes ponderan igual, esto es, la ratio de apalancamiento (RA) calculada, definida como la deuda neta en relación con la deuda neta más los fondos propios, fue del 50%. El coste de la deuda neta (Rd) recoge el coste de la financiación ajena y se calcula como la suma de un tipo de interés de referencia (Interest Rate Swap, o IRS) más un diferencial (Credit Default Swap, o CDS), ambos a 10 años. El cálculo se hace para cada uno de los seis años de la ventana de observación temporal n-8 a n-3, donde n es el año de comienzo del periodo regulatorio. En el caso de que no hubiese CDS cotizados, se utilizarían datos de emisiones de deuda de plazo equivalente. La parte izquierda del sumatorio se “convierte” a un coste de la deuda tras impuestos multiplicándola por  $(1-T)$ , donde T es la tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno ( $T=0,25$ ).

La segunda parte del sumatorio es el coste de los fondos propios y tiene dos componentes. El primero es una tasa libre de riesgo (TLR), calculada como un valor medio de las cotizaciones diarias en los últimos 6 años del Bono del Estado español a 10 años. El segundo componente es el producto de una prima de riesgo del mercado (PRM) y un coeficiente  $\beta$ , coeficiente que viene dado por la ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado, siendo  $\beta \leq 1$ . Cuanto menor sea el  $\beta$  más diversificable (o menos sistémico) es el riesgo asociado a ese activo, mientras que  $\beta=1$  reflejaría que el riesgo asociado a ese activo no es diversificable (esto es, es sistémico). El regulador retribuye una tasa de retorno sobre los fondos propios coherente con el riesgo no diversificable<sup>39</sup>. La PRM se calcula a partir de los datos publicados por el informe DMS de Credit Suisse.

El WACC calcula varios de los distintos parámetros requeridos a partir de los datos de un amplio grupo de empresas comparables europeas y utilizando un periodo histórico de 6 años (2012 a 2017 en el sector eléctrico), en correspondencia con el periodo regulatorio. Además, a diferencia de lo que ocurriría si el periodo de observación fuera más corto (por ejemplo, solo los últimos dos años), ello posibilita tener una ventana de observación que permite recoger distintos momentos en el ciclo económico e introduce un mecanismo de corrección implícito en la tasa ya que evita capturar solo una parte de su evolución temporal. Si en un periodo se estuviese, por ejemplo, calculando un WACC demasiado bajo en relación con el coste actual de la financiación (por ejemplo, porque hay un crecimiento temporal de los tipos de interés), ello se corregirá con un reconocimiento de un WACC alto en un contexto de reversión de los tipos a valores bajos. Esta es una consecuencia inherente al uso de valores históricos (y no previsiones) en el cálculo del WACC. De hecho, en el proceso de alegaciones al WACC actual (realizado en el año 2019), algunas empresas titulares de redes solicitaron considerar periodos de cálculo más largos a 6 años, que repercutían en un mayor WACC, mientras que las empresas industriales solicitaron periodos más cortos, con el efecto contrario. Sin embargo, para el cálculo del siguiente periodo regulatorio (2026-2031 en electricidad) el efecto sería el contrario, ya que el crecimiento de la tasa libre de riesgo se produjo en el bienio final de los seis años que serán considerado para el cálculo (2018-2023 para el sector eléctrico).

En cualquier caso, una ventana de observación de seis años sería compatible con una actualización un poco más frecuente del WACC, evitando mantener la misma tasa durante un periodo de tiempo tan largo, siempre que las dos leyes sectoriales (la de electricidad y la de hidrocarburos) introdujesen modificaciones para posibilitarlo. Este problema de aplicar un parámetro de naturaleza cambiante (y muy poco predecible) para la retribución de actividades sin poder actualizarlo cuando las condiciones

---

<sup>39</sup> Como en otros casos, se omiten detalles sobre el cálculo de este coeficiente, que en este caso se refieren al cálculo previo de una  $\beta$  desapalancada (utilizando la ratio de apalancamiento de la empresa y la tasa impositiva), que luego se promedia y vuelve a reapalancar usando la RA del 50% y la tasa impositiva del 25%.

de los mercados financieros cambian de modo notable es una restricción que ya ha operado en otros ámbitos retributivos. Un ejemplo es el caso de la retribución específica a la generación renovable, donde resulta crítico el cálculo del precio estimado de mercado, basado en el precio registrado en los mercados de plazo. Sin embargo, ahí se cuenta con la ventaja de poder contar con un semiperiodo regulatorio de tres años, del que no se dispone en el caso del cálculo del WACC.

Partiendo del cálculo de cada uno de los parámetros requeridos, la CNMC estimó un WACC del 4,19% para el transporte y la distribución eléctrica, lo que representa una TRF del 5,58%<sup>40</sup> y casi 100 puntos básicos inferior a la fijada para el periodo regulatorio previo por el Miteco (6,53%). La tasa es idéntica en ambas actividades, como es razonable esperar de actividades que tienen un sistema retributivo y soportan un riesgo similar. Sin embargo, para el transporte y regasificación de gas natural el WACC calculado, y su correspondiente TRF, fueron ligeramente inferiores: 4,08% y 5,44%, respectivamente. La razón principal fue el menor coste de la deuda, afectado por la distinta ventana temporal utilizada para el cálculo entre los sistemas eléctrico y gasista pues, recuérdese, el periodo regulatorio en el gas comienza un año después que en el eléctrico. Sin embargo, en el caso del sector gasista, la CNMC tuvo en cuenta la influencia del cambio en la política monetaria mediante la compra de deuda pública por parte del Banco Central Europeo desde comienzos de 2015<sup>41</sup>, el conocido como *quantitative easing*, lo que condujo a establecer un ajuste al alza sobre la tasa libre de riesgo de 80 puntos básicos. En el caso de la distribución gasista, su modelo de retribución basado en la actividad implica que el WACC calculado no le es relevante<sup>42</sup>.

La metodología actual permite replicar el cálculo del WACC para el próximo periodo regulatorio. En principio, ese cálculo conduciría a un WACC más reducido que el del periodo actual, debido a una menor tasa libre de riesgo media y a un menor coste medio de la deuda para el conjunto del periodo. Sin embargo, se ha señalado ya que ese cálculo está afectado por circunstancias especiales en la ventana temporal, particularmente la existencia de una tasa libre de riesgo real que es negativa. Ello sería la consecuencia de una elevada inflación junto con una reducción del rendimiento de los bonos en un contexto de fuerte subida de los tipos de interés. Debe señalarse que el WACC calculado en España es nominal, no utilizándose ningún indicador del nivel general de precios. Sin embargo, la CNMC podría tener en cuenta este fenómeno peculiar derivado de una intervención monetaria para corregir la inflación, reconociendo algún tipo de margen corrector en el cálculo del WACC, como ya hizo en el periodo regulatorio actual para el caso del sector gasista.

A ese respecto, debe señalarse que la CNMC ha abierto en mayo de 2024 una consulta para recibir comentarios previos acerca del cálculo de los distintos parámetros vinculado al WACC. Ese cálculo también podría estar condicionado por dos elementos. En primer lugar, recuérdese que la elaboración de las Circulares de metodologías retributivas por parte de la CNMC está condicionada por las orientaciones de política energética fijadas por el Miteco, si bien las orientaciones para el actual periodo

---

<sup>40</sup> La Tasa de retribución financiera (TRF) se define como  $TRF = WACC / (1 - T)$ , donde T es la tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno ( $T=0,25$ ). La TRF es la tasa reconocida en la retribución regulada, ya que esta es percibida por las empresas antes de pagar impuestos (pre-tax). Por ello, podemos referirnos al WACC como la TRF después de impuestos.

<sup>41</sup> En el caso del sector eléctrico se alegó la influencia que ejercía al comienzo de la ventana para el cálculo (2012 y 2013) la crisis de la deuda soberana, que repercutió en rentabilidades muy altas de los bonos del Estado a 10 años.

<sup>42</sup> Tan sólo ha sido utilizado para el cálculo del precio transitorio a percibir en el caso del despliegue de los contadores inteligentes.

regulatorio (Orden TEC/406/2019) no establecieron nada en relación con lo recogido en la Circular de cálculo del WACC (Circular 2/2019). En segundo lugar, tanto la ley del sector eléctrico (Ley 24/2013) como la del sector gasista (Ley 18/2014) establecen límites máximos a la tasa de retribución financiera con cargo al sistema eléctrico y gasista<sup>43</sup>, en una regulación que proviene del periodo previo a que la competencia estuviese en manos de la CNMC y que convendría suprimir ya que no tiene sentido seguir manteniéndola en el régimen competencial actual.

Por último, debe señalarse que la tasa de retribución financiera se aplica también a otras actividades que reciben retribución regulada. En concreto, se aplica tanto a las actividades de producción renovable, cogeneración y residuos (RECORE) incluidas en el régimen de retribución específica como a las actividades reguladas de generación en los sistemas no peninsulares (SNP). Para ello se aplica también una metodología basada en el coste medio ponderado del capital (WACC) propuesto por la CNMC y aprobado por parte del Miteco (RDL 17/2019), que es quien tiene la competencia en ese ámbito. Para el presente periodo regulatorio (2020-2025), la tasa de retribución financiera del RECORE es del 7,09%, si bien las instalaciones que han renunciado a iniciar o continuar procesos arbitrales han visto reconocida hasta 2031 la TRF fijada en el periodo regulatorio previo (7,398%). Por su parte, la TRF para los SNP es del 5,58%.

## 6. Conclusiones

El reconocimiento de los costes de inversión y de operación relacionados con las redes de transporte y distribución de electricidad y gas es siempre un asunto sujeto a discusión, pues son múltiples los aspectos a considerar para cumplir los distintos principios y objetivos que el regulador desea satisfacer en el diseño de los mecanismos de retribución. Entre ellos, la suficiencia de ingresos para el titular sin que ello conduzca a un exceso de retribución, su compatibilidad con una gestión eficiente por parte de los titulares de las redes y un despliegue suficiente de las redes que de satisfacción a los nuevos requerimientos de oferta y demanda asociados a la transición energética. En ese contexto, aun teniendo puntos en común desde el punto de vista del diseño de las metodologías retributivas, la discusión es mucho más intensa en el caso de las redes de electricidad que en el caso de las redes de gas, pues las primeras requieren de un refuerzo y adaptación tecnológica que no afrontan las redes de gas.

Son varios los principales aspectos de la discusión en relación con las redes eléctricas. El primero se refiere a la restricción cuantitativa al volumen de inversiones reconocidas. Hay pocas dudas de que la limitación actual, que proviene de comienzos de la década pasada, no está pensada para responder a los requerimientos actuales, con una oferta creciente de generación renovable que es consustancialmente más dispersa en el territorio y de gestión más compleja. La fórmula actual tiene la ventaja de su simplicidad, tanto en lo relativo a la correspondencia del límite global con el PIB previsto como a una distribución sencilla de ese límite global en términos de los límites individuales entre

---

<sup>43</sup> Esos límites estarían referidos al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con un diferencial “adecuado” que se determinará para cada periodo regulatorio, pero para el que no se define metodología. Si no hubiese determinación de ese diferencial, se entendería prorrogado el límite máximo del periodo anterior y, si no existiese, el valor de la TRF del periodo anterior. Así, en el caso del actual periodo regulatorio, el límite máximo para el sector eléctrico lo fijó la TRF de 6,503% establecida en el periodo regulatorio previo. No había TRF previa para el caso del gas, por lo que no hubo límite máximo en ese caso. Para el siguiente periodo regulatorio, el límite máximo vendría dado justamente por la TRF reconocida en el periodo actual. En cualquier caso, la CNMC podría proponer, excepcionalmente y en casos debidamente justificados, una tasa de retribución financiera que superase el límite máximo, de forma motivada y previo informe del Miteco.

empresas. Sin embargo, la discusión sobre la modificación de esta fórmula se enfrenta con el hecho de que no hay información pública disponible sobre la ejecución real de los planes de inversión por parte de las empresas titulares de redes eléctricas y, en ese sentido, se desconoce en qué medida las empresas están realmente constreñidas por ese límite. Probablemente esa restricción sea más intensa en el caso de las empresas distribuidoras que en el caso del transportista, ya que una parte relevante de las inversiones realizadas por el transportista único no están de facto sujetas a ese límite. Pero incluso entre las empresas de distribución pueden existir distintas intensidades inversoras que pueden responder a necesidades heterogéneas de inversión. En ese sentido, la previsible modificación al alza del límite, que impactará en mayores peajes en la factura, será más deseable en tanto cumpla con objetivos de atención a las nuevas demandas eléctricas. No hay que perder de vista que, cada vez de forma más importante, el reto de la descarbonización se desplaza desde la oferta de generación renovable hacia la demanda eléctrica. Más allá de la ayuda que pueda prestar la entrada (imprescindible) de más almacenamiento, el crecimiento de la demanda a través de nuevos consumidores (centros de datos, por ejemplo) o la electrificación de consumos energéticos (transporte, industria, calefacción) es condición necesaria para acomodar el despliegue de generación renovable sin provocar un desplome de las expectativas de rentabilidad que paralice el desarrollo y construcción de nuevos proyectos. En cualquier caso, una gestión más inteligente y menos automática del límite requerirá de mayor capacidad de supervisión por parte del regulador, con el consiguiente refuerzo de sus medios. Ese refuerzo debería también satisfacer el estudio más detallado de los costes y beneficios de grandes proyectos de inversión en redes, con independencia de si están sujetos o no a ese límite. La realidad es que las capacidades prácticas de actuación del regulador en el ámbito de análisis coste beneficio de los proyectos de inversión son muy limitadas, cuando habría muchas posibilidades para realizar un análisis más detallado de las propuestas elaboradas por el transportista.

Una segunda cuestión en la discusión actual se refiere a la revisión de los valores unitarios. Estos pueden impactar de muy distinto modo en la retribución percibida según el ámbito concreto que se está regulando, pero sería muy deseable una revisión y actualización de esos valores a la situación actual, máxime tras el intenso periodo inflacionario vivido.

La tercera cuestión se refiere al reconocimiento de la nueva tasa de retribución financiera. Como en otros ámbitos, la discusión está en los detalles y no en el sistema en sí, pero no cabe duda de que esos “detalles” impactan de modo considerable sobre la retribución percibida y, en consecuencia, sobre los costes del sistema. Lo razonable es hacer evolucionar la metodología actual, sin provocar una ruptura de la misma. En ese sentido, por ejemplo, un aspecto que se ha puesto de manifiesto en los últimos años es que debería explorarse la posibilidad de utilizar semiperiodos regulatorios más cortos para la actualización de la tasa de retribución financiera, así como una mayor agilidad a la hora de adelantar esa tasa. Esto último es relevante porque, por ejemplo, en este año 2024 los titulares de redes efectúan inversiones que serán reconocidas en 2026 con una tasa aún desconocida.

Todo lo anterior se produce en un contexto donde la discusión para el siguiente periodo regulatorio se mezcla con las dificultades para cerrar la retribución del periodo regulatorio actual y del periodo previo. Esto dificulta el desarrollo del marco regulador y, por supuesto, introduce muchas incertidumbres a los titulares de redes sobre cuál es la rentabilidad real asociada a sus inversiones. Sin duda, es necesario un refuerzo de las capacidades de inspección del regulador, pero también lo es el mejor desarrollo de criterios contables por parte del regulador que eviten la posterior litigiosidad con las empresas titulares de redes. Si la judicialización de la regulación es una característica idiosincrática del sector energético en España, en el caso de todo lo relativo a la retribución de redes esa litigiosidad se eleva al límite.