

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

RAP/DE/011/23

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
2.1. Audiencia pública	6
2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones	6
2.1.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas	13
3. CONSIDERACIONES GENERALES	39
4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2024.	40
4.1. Retribución de la Actividad de Regasificación	41
4.1.1. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>).....	41
4.1.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>)...	42
4.1.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>)	48
4.1.4. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (<i>RSAE ae</i>).	51
4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2024	53
4.2. Retribución de la Actividad de Transporte	54
4.2.1. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>).....	54
4.2.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>)...	55
4.2.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>)	60
4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2024	65
5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2024.	66
5.1. Retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE)	66
5.2. Retribución por desarrollo de mercado	67
5.3. Retribución transitoria de distribución (RTD)	72
5.4. Regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 por variación del procedimiento de cálculo de la Circular respecto del Anexo X de la Ley 18/2014	72

PÚBLICA

5.5. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2024.....	73
6. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	74
6.1. Ajuste de la retribución 2020 de distribución	75
7. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2021 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.	79
7.1. Ajuste de la retribución 2021 de distribución	82
7.1.1. Cantidades de gas natural facturadas o refacturadas correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021	82
8. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2022 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.	83
8.1. Ajuste de la retribución 2022 de distribución	86
9. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2023 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.	88
9.1. Ajuste de la retribución 2023 de distribución	90
10. DERECHOS DE ACOMETIDA Y PRECIOS DE ALQUILER DE CONTADORES Y EQUIPOS DE TELEMEDIDA PARA PRESIONES IGUALES O INFERIORES A 4 BAR EN VIGOR A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2023	91
ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX.....	96
1. Antecedentes	97
2. Normativa de aplicación	97
3. Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.....	102
4. Criterios de racionalidad de costes en los COPEX.....	105
5. Gastos de explotación activados (COPEX) propuestos por las empresas transportistas.....	107
ANEXO II. RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2022	109
1. Antecedentes	110
2. Retribución de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo	110
ANEXO III. DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES A REALIZAR EN LA RETRIBUCIÓN PROVISIONAL de las actividades de regasificación y transporte por otros costes de O&M que no están	

incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M (OCOMnA) PARA LOS AÑOS DE GAS 2021, 2022 Y 2023	111
1. Antecedentes	112
2. Criterios aplicables	112
3. Actividad de Regasificación.....	113
3.1. Importes provisionales considerados en la Resolución de 19 de mayo 2022 para los años naturales	113
3.2. Importes provisionales considerados en la propuesta de Resolución de para los años naturales.....	113
3.3. Importes de los ajustes a realizar para los años de gas	114
4. Actividad de Transporte	114
4.1. Importes provisionales considerados en la Resolución de 19 de mayo 2022 para los años naturales	114
4.2. Importes provisionales considerados en la Resolución de para los años naturales	116
4.3. Importes de los ajustes a realizar para los años de gas	117
ANEXO IV. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DE LA CIRCULAR 4/2020 DE LA CNMC.....	119
1. Normativa de aplicación	120
2. Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente a efectos de la Circular 4/2020	121
2.1. Municipios considerados	121
2.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio...	121
2.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2021, 2022 y años posteriores	122
3. Municipios de gasificación reciente desde el año 2021	123
4. Municipios de gasificación reciente provenientes del periodo 2014- 2020.....	123
4.1. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020	124

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar y explicar el cálculo de la retribución del año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural por sus instalaciones de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución, que son financiadas con cargo a los ingresos por peajes y cánones establecidos por el uso de estas.

También es objeto de esta memoria justificar y explicar el cálculo de los ajustes que, en su caso, se realizan a las retribuciones de los años de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023), 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) y 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021), así como del año natural 2020 de las citadas empresas.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, en lo relevante a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Como resultado de dicha modificación, se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer para el sector del gas natural, y mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética que se establezcan.

Por otro lado, los artículos 69 y 75 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establecen, respectivamente, el derecho de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, así como de los titulares de instalaciones de distribución, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades. Asimismo, de acuerdo con el artículo 7.1 bis de la modificada Ley 3/2013, le corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de las actividades de transporte de gas natural y de las plantas de

gas natural licuado, para lo que habrá de atenerse a las metodologías aprobadas al respecto.

La Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

La Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

La Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

La Resolución de 17 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinó el ajuste retributivo de la actividad de distribución de gas natural aplicable a cada empresa en el periodo 2021-2026.

La Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

La Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

La Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la retribución para el año de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

En lo que respecta a los ajustes asociados a la retribución del año natural 2020, señalar que la retribución de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector gas natural por sus instalaciones de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de

diciembre de 2020, habrán de atenerse a la metodología de cálculo que se recoge en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, teniendo asimismo en cuenta, en lo relevante, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la correspondiente normativa de desarrollo.

2.1. Audiencia pública

La Disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 27 de abril del 2023 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH). Asimismo, en fecha 27 de abril de 2023, se sometió a trámite de información pública la citada propuesta de resolución a través de la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Se ha recibido informe de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico (en adelante MITERD) y escrito de alegaciones de la Dirección General de Consumo, el Consejo de Consumidores y Usuarios, la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos y el representantes de las empresas distribuidoras de gas, todos ellos miembros del CCH, así como de ocho empresas: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

La Dirección General de Consumo, el Consejo de Consumidores y Usuarios y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos indicaron no tener alegaciones a la Circular.

2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones

La DGPEyM señala que la Propuesta de Resolución **“se limita a publicar los resultados de la aplicación de las fórmulas de cálculo de las retribuciones reguladas”** incluidas en las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020. Dentro del informe, se realiza un análisis de impacto de la retribución del año de gas 2024 respecto al año de gas 2023.

Además, sugiere que se determine la cuantía máxima de COPEX por año de gas en lugar de por año natural para simplificar la forma de reconocer las retribuciones, así como analizar la conveniencia de incluir los ajustes correspondientes al ejercicio 2020 a la primera liquidación disponible del año de gas 2023 en lugar de a la próxima liquidación del año de gas 2022.

2.1.1.1. Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación

Las alegaciones efectuadas los transportistas¹ pueden agruparse en alegaciones genéricas, sobre aspectos concretos de la retribución y otro tipo de cuestiones.

Las alegaciones genéricas pueden concretarse en las siguientes:

1. El sistema gasista goza de una excelente salud financiera, generando superávits de recaudación reiteradamente cada ejercicio, que viene permitiendo una reducción progresiva de los peajes. Se debería aprovechar la buena situación económica para la recuperación de los costes necesarios para el desarrollo de la actividad de transporte.
2. El actual marco desincentiva la inversión en medidas de eficiencia energética orientadas a la reducción del consumo de gas natural y energía eléctrica o para la prestación de nuevos servicios que potencien el uso del gas natural como sustitutivo de combustibles más contaminantes. Se debería aprovechar la buena situación económica para la realización de actuaciones para la descarbonización del sistema gasista.
3. El incremento excepcional de los costes operativos por el aumento de la inflación sería objeto de una doble penalización en la retribución. Primero al tener una afección directa sobre los costes de las actividades de Transporte y Regasificación, y además vuelve a penalizar en la retribución de los Transportistas en el parámetro (RMP) ligado a las mejoras de eficiencia respecto de los costes del periodo anterior. Proponen que se tengan en cuenta estas circunstancias para la adopción de medidas excepcionales que puedan contribuir a paliar el incremento de los precios de la misma manera que se han venido implementando para diversos sectores económicos, tanto públicos como privados.
4. Se insta a la Comisión a aprobar con la mayor celeridad posible las disposiciones que permitan determinar el carácter definitivo de las retribuciones de la actividad de Transporte de gas natural y creen que sería aconsejable avanzar en la racionalización y simplificación de las cargas administrativas.

Las alegaciones sobre aspectos concretos de la retribución pueden concretarse en las siguientes:

¹ Dichas alegaciones son reproducidas, total o parcialmente, ampliadas o complementadas de manera particular por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

1. El procedimiento de cálculo de la amortización es distinto del establecido en la Ley 18/2014 y en la Circular 9/2019, no cumpliendo con la literalidad de esta última. Solicitan, por tanto, que la Resolución calcule el término de amortización de los activos a retribuir de acuerdo con lo previsto en la Circular 9/2019, es decir, dividiendo el valor de inversión reconocido entre los días de vida útil de la instalación, y no a partir del Valor Neto de inversión a 31/12/2020 y de los días hasta el fin de la vida útil retributiva desde el 01/01/2021, como hace la CNMC, lo que modifica el ritmo de amortización regulatoria y pospone en el tiempo su coste.
2. Los gasoductos que fueron objeto de modificación de vida útil regulatoria (de 30 a 40 años) por la Ley 18/2014 y no habían finalizado su vida útil a la publicación de dicha Ley dejarán de percibir retribución financiera en un punto entre los 30 y los 40 años de aplicar la literalidad de la Circular 9/2019 para el cálculo de la amortización, debiéndose percibir Retribución por Extensión de Vida útil (REVU) desde dicho momento y no desde los 40 años desde su puesta en marcha en aplicación de la literalidad de lo dispuesto en la Circular 9/2019.

Un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** sostiene que existe una serie de gasoductos puestos en marcha antes de 2008 que al aplicar el criterio de la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019 están totalmente amortizados a 31/12/2020 y “no reciben retribución a la inversión desde 2021”, pero tampoco se les reconoce retribución por REVU a pesar de que al dejar de percibir retribución por amortización y costes financieros estarían en extensión de vida útil, encontrándose en una indefinición retributiva. El interesado entiende que el problema “viene derivado de una aplicación parcial de la precitada disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019. Así, para el cálculo del valor neto y de la amortización se opta, y la memoria así lo justifica, por la aplicación de la metodología particular de esta disposición en vez del criterio general del artículo 10. En cambio, para el cálculo de la fecha de fin de vida útil y, en consecuencia, de la retribución por extensión de vida útil (REVU) se opta por mantener el criterio general, establecido en el mismo artículo 10.” Por lo que propone corregir esta circunstancia.

3. En relación con los valores de retribución provisionales reconocidos para COPEX, consideran necesario que se dé predictibilidad a las actuaciones propuestas por las empresas.

Un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL], [FIN CONFIDENCIAL]** considera que, a la vista del mayor detalle sobre criterios de admisibilidad incluidos en las resoluciones de retribución y los oficios recibidos en julio 2021 y junio 2022, no existe garantía de obtención de los importes de retribución

provisionales reconocidos y, en función de cómo sean finalmente reconocidos, podrían tener afección en otros conceptos retributivos en el periodo 2027-2032 como la Retribución por Mejoras de Productividad. Por su parte, otros interesados **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** consideran que, con carácter previo al inicio de ejecución de estas inversiones, las empresas deberían conocer el tratamiento retributivo de las actuaciones propuestas para COPEX, dándoles así predictibilidad. Si la admisibilidad de las actuaciones se conoce varios años después de cuando ya han sido ejecutadas se perdería dicha predictibilidad. A lo anterior, otro interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** añade que se “*debe revisar la Propuesta de Resolución y su Memoria en el sentido de garantizar la plena certeza de los operadores en relación con la aceptación y la revisión (actualización) de la retribución provisional por COPEX*”, señalando que han de explicitarse los elementos formales y materiales esenciales que han de regir las revisiones

- “*Desde la perspectiva formal, habría de determinarse: i) el momento en que cada agente es conocedor de los proyectos que serán admitidos como COPEX, y ii) el modo de practicar las revisiones, previéndose la facultad de los agentes para solicitarlas y el plazo en el que han de acordarse por esa Comisión.*”
- “*Desde la perspectiva material, habrían de explicitarse de manera detallada las razones que han conllevado la decisión de excluir provisionalmente de la retribución por COPEX a cada uno de los proyectos comunicados por los distintos agentes.*”

Finalmente, dos interesados **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** concluyen que se evidencia la existencia de desajustes en el proceso de información y pone de manifiesto que el procedimiento de reconocimiento de COPEX genera incertidumbre y elevados costes administrativos para las empresas y la CNMC, lo que desincentiva la gestión eficaz de la información y repercute en usuarios y consumidores. Esto, además, agrava la incertidumbre y la falta de predictibilidad de este tipo de inversiones en esta actividad, impidiendo conocer si se obtiene una rentabilidad razonable para las inversiones que se acometen.

4. Solicitan la retribución por otros costes de O&M (OCOM_n^A), para diversos costes que no están enunciados en el artículo 12.1 de la Circular 9/2019, porque consideran que son costes propios y necesarios para el desarrollo de su actividad (ineludibles desde la perspectiva operativa o de imperativo cumplimiento): no están incluidos en los VVUU de O&M, cumplen con los

principios y criterios retributivos establecidos en la Circular, y el artículo 12.1 enuncia de manera no limitativa este tipo de costes.

Así, un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** señala que, en su opinión, procede acordar la inclusión de los costes dimanados de la obligación de pago del impuesto autonómico de la Comunidad Valenciana denominado “Impuesto sobre actividades que inciden en el medio ambiente”, el coste de la tasa de actividad portuaria, cuando depende de las toneladas gestionadas en la planta, y la cuantía fija por incumplimiento del tráfico anual mínimo comprometida con la autoridad portuaria, en dicho concepto de retribución. Considera que son costes de O&M propios de la regasificación, impuestos por imperativo de la autoridad autonómica y portuaria, respectivamente, cuyo abono es ineludible y porque responde a los principios y criterios retributivos (garantizar la razonable rentabilidad en idénticos términos que otras empresas no gravadas por este impuesto, ser coste inherente a la actividad de una empresa eficiente y bien gestionada, y comportar un reconocimiento que daría homogeneidad retributiva a la regasificación en todo el territorio español).

En la misma línea, otro interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** solicita que *“para evitar introducir elementos de incertidumbre sobre la recuperación de los costes necesarios para el desarrollo de su actividad a los que los Transportistas tienen derecho”* se incluya *“una referencia explícita a la existencia de los costes de los Derechos de CO₂ dentro de las retribuciones por otros costes de O&M”* y una retribución provisional para compensar el coste de estas.

Según indica, el coste de las emisiones de CO₂, directamente asociadas al gas de operación consumido para la operación del sistema gasista, principalmente, en los turbocompresores de las estaciones de compresión, se ha venido incrementando sensiblemente desde el año 2021 *“como consecuencia de i) la reducción de la asignación de derechos gratuitos durante la fase IV del Comercio Europeo de Derechos de Emisión (2021–2025) y ii) el fuerte incremento del precio del mercado de los Derechos de Emisión”*. Por tanto, se trataría de un coste de operación de las infraestructuras necesario para garantizar la continuidad y seguridad de suministro del sistema gasista sobre el que *“no tienen control alguno”*.

Además, señala que *“los costes de CO₂ asociados al uso de gas natural es reconocido explícitamente en el marco retributivo de instalaciones de producción eléctrica con régimen retributivo específico”* como parte de la retribución por operación.

Por su parte, otro alegante [INICIO CONFIDENCIAL], [FIN CONFIDENCIAL] solicita que se reconozca los costes soportados por el uso de la bomba de agua de mar que [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] le factura en función del consumo eléctrico de esa bomba cuando su instalación no se encuentra en funcionamiento como otros costes de O&M (OCOM).

Considera que es un coste necesario, vinculado indubitadamente a la actividad de regasificación, real y transparente, y que cumple con el criterio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista. Asimismo, indica que el coste es menor al que se incurriría si la bomba fuera suya y que, de no reconocerse, existiría una discriminación negativa frente a otras plantas pues el coste auditado es exclusivamente por el consumo eléctrico de la bomba que si es reconocido al resto de plantas.

Por su parte, otros interesados [INICIO CONFIDENCIAL], [FIN CONFIDENCIAL] indican que les *“gustaría hacer hincapié en qué existen una serie de costes que no están incluidos o definidos como tales”* dentro del concepto OCOM pero que entienden que cumplen con la normativa de aplicación como pueden ser los desarrollos de sistemas necesarios para obtener nuevas funcionalidades y dar respuesta a requerimientos de información específicos y exigencias de carácter regulatoria; o las auditorías requeridas para el reconocimiento de los propios OCOM.

5. Un interesado [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] se cuestiona que se indique que es provisional la retribución financiera transitoria para la Planta de GNL de El Musel y que su retribución provisional por O&M sea el 100% en vez del 80% de la última retribución definitiva reconocida ya que la Orden ITC/3994/2006 ha quedado sin efecto.
6. Un alegante [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] advierte de la ausencia de inclusión en el régimen retributivo de manera provisional de la adaptación del atraque de la terminal de su planta para las operaciones *small scale*, que recibió acta de puesta en marcha el 9 de enero de 2023 y se presentó solicitud de inclusión mediante el procedimiento PT07-SIRRP.

Además, las empresas transportistas han hecho alegaciones sobre otro tema que estaría fuera del objeto de esta resolución:

1. Un interesado [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL], solicita la finalización del Censo de Instalaciones tan pronto como sea posible dado que la retribución está calculada de manera provisional con las instalaciones catalogadas en el Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gasista (SIDRA).

2.1.1.2. Sobre la retribución de distribución

El representante de los distribuidores en el CCH efectúa solo una alegación: *“debe corregirse la retribución incluida en propuesta de resolución correspondiente a la retribución de distribución de los años 2021-2024 teniendo en cuenta que la pérdida de la condición de gasificación reciente de un determinado municipio no debe afectar a la retribución de los puntos de suministro incorporados mientras el municipio tenía dicha condición”*.

Según el representante, esta alegación se sustenta tanto en lo previsto en la Circular 4/2020, y como por lo que se desprende de la STS 1365/2021. Indicando que, *“en definitiva, al determinar la retribución de cada año hay que diferenciar entre los puntos de suministro captados en los municipios de reciente gasificación durante los primeros 5 años y el resto de los puntos, sin reclasificar los primeros cuando los municipios dejan de tener tal condición*”.

Dicha alegación es reproducida, ampliada o complementada de manera particular por **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Ellos consideran que los puntos de suministro incorporados durante los primeros cinco años de desarrollo de la actividad distribución en un municipio deben percibir de forma indefinida la remuneración anual por punto de suministro de municipio de gasificación reciente.

Además, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** señala la siguiente adicionales:

- Muestra su disconformidad con el cálculo realizado, en aplicación del artículo 7.7 de la Circular 4/2020, de la retribución asociada a las cantidades de gas natural facturadas o refacturadas en el año de gas «a» correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021

Considera que el cálculo es contrario al criterio establecido en el Anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre, pues la fórmula que determina la retribución por captación de nuevo mercado en dicho anexo *“establece que las cantidades de gas a tener en cuenta se calcularán como la diferencia de demanda prevista en el año «n» y la estimación disponible para el año «n-1» para cada uno de los tipos de consumidores establecidos en la fórmula para el cálculo de retribución correspondiente a la captación de nuevo mercado. Por ello, y de acuerdo con lo expresado anteriormente, se solicita que al determinar la retribución asociada a facturaciones o refacturaciones de consumos anteriores a 1 de enero de 2021 se aplique la fórmula que establece el anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre”*.

- Considera que es un requisito adicional para el cálculo de la retribución que la CNMC exija, para la determinación del incentivo por el gas vehicular suministrado desde estaciones de servicio, que la información de detalle y datos identificativos del fichero CUPS al Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas esté completa, *“cuando esta obligación no ha sido comunicada a las empresas con antelación y en el sistema LIQUID, cuyo objetivo es realizar las liquidaciones, se considera actualmente la ausencia de determinados datos como incidencias”*. Todo ello sin perjuicio de que hayan procedido a la actualización y subsanación de la información.
- Considera imprescindible que se determinen las retribuciones definitivas para el periodo 2017-2020 de las empresas del grupo Nedgia involucradas en operaciones societarias entre 2014 y 2018 aplicando el procedimiento descrito en el artículo 2 de la Orden IET/2355/2014, dado que han pasado ya casi 10 años y son una de las causas que determinan el carácter provisional de las retribuciones posteriores.

Por su parte **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** advierte sobre la existencia de erratas en los cálculos de retribución de distribución haciendo hincapié en que la empresa inició su actividad en el año 2018 y, por tanto, *“todos los municipios en servicio tienen actividad posterior al año 2018”* lo que hace imposible que tenga municipios de gasificación no reciente en el año 2022 y *“la totalidad de los puntos de suministro a fecha 2022 son en municipios con menos de 5 años de actividad”*.

2.1.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas

Se han subsanado los errores materiales comunicados por las empresas, haciendo las correcciones pertinentes siempre y cuando no sean contrarias a las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020 y a los criterios adoptados por esta Comisión.

En relación con la observación realizada por la DGPEyM sobre publicar la cuantía máxima de COPEX por año de gas en lugar de por año natural para simplificar la forma de reconocer las retribuciones, señalar que dicha medida no cambiaría la forma de reconocer la retribución asociada y que viene recogida en las circulares mientras que haría más compleja su contrastación con la información reportada a través de la información regulatoria de costes (Circular 1/2015-SICORE) que se hace utilizando el año natural.

En cualquier caso, pasar de una referencia temporal a otra (año gas o año natural), para magnitudes como la cuantía máxima de inversión, requiere aplicar la fórmula recogida en el artículo 12 de la Circular 9/2029 para asignar retribución

de los costes de O&M de años naturales a años de gas ($3/12 * \text{Importe año natural "n-1"} + 9/12 * \text{Importe año natural "n"}$)

En lo que respecta a la inclusión de los ajustes correspondientes al ejercicio 2020 en la primera liquidación disponible del año de gas 2023, en vez de la liquidación del año de gas 2022, se considera preferible mantener la redacción propuesta, porque el año 2022 es el año más próximo al momento de devengo de la retribución. Por otro lado, los importes se liquidarían en la liquidación definitiva 2022 que es prácticamente coetánea de la 10/2023 dado que la resolución se publicará a finales de mayo. Tal modo de proceder mantiene la praxis de las resoluciones anteriores.

En relación con el resto consideraciones de los agentes cabe señalar lo siguiente:

2.1.2.1. Sobre las alegaciones genéricas de los transportistas

Las alegaciones genéricas de los transportistas versan sobre los siguientes aspectos: (i) la salud financiera del sistema y su aprovechamiento para la recuperación de costes necesarios del sistema; (ii) la falta de incentivos en el modelo para uso de combustibles menos contaminantes y medidas de eficiencia energética; (iii) el incremento excepcional de los costes operativos; (iv) la mayor celeridad en determinar retribuciones definitivas y racionalización y simplificación de las cargas administrativas. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- ***(i) Sobre la salud financiera del sistema y su aprovechamiento para la recuperación de costes necesarios del sistema***

La Circular 9/2019, que en los últimos cuatro años no ha sido ni corregida, ni modificada ni complementada con desarrollos adicionales salvo la Circular 8/2020, cuya aprobación disponía ya la propia Circular 9/2019 (artículo 20.4), estableció una metodología de cálculo de retribución con conceptos retributivos de distintas características. Una parte se determina a partir de VVUU de referencia, que son calculados con base en costes históricos. Otros conceptos se basan en los costes reales auditados admitidos. Otros son incentivos para extender la vida útil de las instalaciones más allá de la vida útil regulatoria. También se prevén incentivos de eficiencia que premian las ganancias obtenidas en el pasado permitiendo amortiguar la pérdida de eficiencia, si se produce, en el nuevo periodo retributivo. Por último, se establece el RCS, heredado de la

metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014, que principalmente reforzaba² la retribución financiera establecida, cuyo importe es decreciente en el tiempo al objeto de facilitar una transición ordenada y previsible entre metodologías. Por su parte la Circular 8/2020, entre otros, establece los citados VVUU de inversión y O&M basados en los valores reales incurridos por las empresas en el desempeño de sus funciones, junto con las fórmulas para determinar los importes de aplicación.

En este contexto, no cabe asociar, como hace esta alegación planteada por los transportistas, la *“existencia superávits de recaudación en el sistema gasista y reducción de peajes”* con *“la posibilidad de poder menoscabar los derechos retributivos de los titulares de las instalaciones”*, como tampoco es admisible asociar *“la existencia de déficits y subida de peajes”* con *“la sobre retribución de los titulares”*.

Una cosa es la suficiencia recaudatoria del modelo de peajes y otra la suficiencia de los modelos retributivos. La primera se analiza mensualmente a través del sistema de liquidaciones y permite tomar medidas de ajuste anualmente dentro de los límites que marca la Circular 6/2020. Respecto de la segunda, aunque pueda supervisarse con una frecuencia similar, las Leyes 34/1998 y 18/2014 solo permiten tomar medidas de ajuste al finalizar el periodo retributivo. Es más, en lo relativo a la suficiencia retributiva, cabe recordar que las memorias de las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020 pusieron de manifiesto la holgura de los modelos retributivos que se estaban aplicando en aquellos momentos. Por tanto, la valoración del modelo retributivo actual deberá efectuarse en el marco de la evaluación de dicho modelo que prevén las propias circulares de cara a establecer la metodología del próximo periodo regulatorio.

Por otra parte, la existencia de un superávit en la recaudación no es una razón que deba motivar por sí misma el aumento del gasto y la inversión, pues tales gasto e inversión, de acuerdo con los principios y criterios de los modelos retributivos, deben ser los que correspondan a un operador eficiente y bien gestionado contribuyendo a la sostenibilidad económica y financiera del sistema de gas natural. Por tanto, dicho superávit debería utilizarse, en todo caso, para satisfacer las obligaciones retributivas ya contraídas por el sistema gasista.

² Véanse las indicaciones recogidas sobre el RCS en el [Informe INF/DE/118/18](https://www.cnmc.es/expedientes/infde11818) Informe análisis económico-financiero empresas transporte gas (<https://www.cnmc.es/expedientes/infde11818>).

- **(ii) Sobre la falta de incentivos en el modelo para uso de combustibles menos contaminantes y medidas de eficiencia energética**

Con respecto a la promoción de un marco normativo que incentive la eficiencia energética, debe señalarse que, sin perjuicio de las mejoras que pudieran implantarse en la metodología retributiva en el futuro, la actual metodología incluye ya incentivos de desarrollo sostenible para fomentar el bunkering y el gas natural vehicular. Al respecto de tal eficiencia, no cabría admitir que se trasladasen al modelo retributivo aspectos y decisiones de gestión que deban ser responsabilidad de las empresas.

Tomemos como ejemplo los costes de suministro eléctrico en las plantas de regasificación o de gas de operación en el transporte. El modelo actual ha protegido a las empresas del incremento excepcional de estos costes energéticos al reconocer su coste auditado. De haberlos incluido en los valores unitarios de O&M para fomentar la inversión en medidas de eficiencia energética, el impacto hubiera sido mayor y difícilmente gestionable por las empresas, ya que el modelo debe aplicarse durante 6 años según la Ley 18/2014.

Pero con independencia de cual fuera el modelo retributivo, son las empresas quienes toman la decisión sobre medidas de eficiencia energética, o el uso de combustibles menos contaminantes, al utilizar electricidad o gas con certificados de garantía de origen, o de adquirir/renovar equipos de toda índole con menor consumo energético.

- **(iii) Sobre el incremento excepcional de los costes operativos**

Los transportistas también han puesto de manifiesto el incremento excepcional de los costes operativos y la preocupación en relación con el desfase entre la realización de los gastos y su observación y el pago a través de los VVUU de O&M. Este mecanismo no es nuevo, sino que responde a cómo ha venido funcionando el modelo retributivo desde el año 2002, donde los VVUU de un periodo se basan en los costes históricos de tal forma que el transportista tuviera un incentivo de eficiencia; y en función de que pudiera batirlos, o no, obtuviera una rentabilidad mayor o menor. La metodología de las Circulares 9/2019 y 8/2020, mantiene dicha filosofía si bien, como ya se ha explicado en sus memorias, aporta mejoras en este sentido: se establece una retribución por mejora de productividad (RMP) para incentivar claramente a aquellos que fueron más eficientes en costes que la media del sector³, y dejan de considerarse dentro de los VVUU de O&M ciertos costes con relevancia que pudieran ser fácilmente

³ Tal y como recoge la Memoria de la Circular 8/2020, se utilizan los costes medios observados para determinar los valores unitarios de O&M

auditables y trazables (electricidad de plantas de GNL y de motores eléctricos en ECs, THT, incremento de tasas y costes activados no recurrentes) al objeto de pagar a quien incurre en ellos sin beneficiar con rentabilidades adicionales al resto.

En lo que respecta con la posibilidad de la adopción de medidas que puedan contribuir a paliar el incremento de los precios, se ha de volver a señalar que:

- a) Para las actividades de regasificación, transporte y distribución la normativa establece mecanismos para tratar los desajustes anuales entre sus ingresos y costes (art. 61 Ley 18/2014) y la evaluación de los modelos retributivos de cada periodo antes de iniciar el siguiente (por ejemplo, disposiciones adicionales 8ª de la Circular 4/2020 y 3ª de la Circular 8/2020).
- b) Además, el modelo retribuye una serie de costes de operación y mantenimiento (por ejemplo, gas de operación, suministro eléctrico), coincidentes con los que han sufrido mayor variación de costes, una vez acreditan su valor auditado y esta Comisión realice un análisis de su admisibilidad.
- c) Sin perjuicio de lo anterior, debe recordarse que el artículo 60.2 de la Ley 18/2014 establece que los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución tendrán una vigencia de seis años (duración del periodo regulatorio), salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

En consecuencia, no podría hacerse dentro del periodo regulatorio una modificación de estos hasta que no haya una modificación de lo dispuesto en la Ley o exista una habilitación excepcional para ello. Asimismo, el citado artículo añade que *“no se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado”*. Por tanto, la actualización, en cualquier caso, debería hacerse tras un análisis de los costes históricos acreditados a través de la Información Regulatoria de Costes.

En conclusión, a la vista de la normativa existente, esta alegación ha de desestimarse.

- ***(iv) Sobre la mayor celeridad en determinar retribuciones definitivas y la racionalización y simplificación de las cargas administrativas***

En lo que respecta a la solicitud de determinar con la mayor celeridad posible el carácter definitivo de las retribuciones de las actividades, sin perjuicio de los

mejores esfuerzos de esta Comisión, debe señalarse que, de acuerdo con la normativa aplicable para determinar el carácter definitivo de algunas de ellas, esta Comisión todavía no dispone de toda la información a analizar. En algunos casos, se está analizando la información recibida y en otros se está pendiente de que se determine la inclusión definitiva en el régimen retributivo de instalaciones puestas en servicio antes de 2020. Finalmente, en otros supuestos está pendiente la resolución judicial de los recursos interpuestos, de modo que ha de esperarse a la resolución de las controversias.

Por último, en relación con la racionalización y simplificación de las cargas administrativas, se indica que en la Sede de la CNMC se crearon una serie de procedimientos para dar cumplimiento a las obligaciones de remisión de información para la aplicación de las Circulares 9/2019 y 4/2020. En el primer semestre de 2020 se realizó un trabajo de identificación y estandarización de todos aquellos procesos de comunicación de información implicados en la metodología retributiva. Con dicho trabajo, se establecieron requisitos mínimos de información estandarizada y accesible para cualquier interesado (empresas u otros agentes del mercado) para gran parte de ellos, redundando en la predictibilidad y transparencia de los procesos y reduciendo la arbitrariedad. Adicionalmente, se está analizando cuáles de dichos procesos pueden integrarse en la Información Regulatoria de Costes. Por último, la adopción de procesos de comunicación de información públicos y estandarizados elimina las asimetrías de información entre el regulador y las empresas reguladas.

2.1.2.2. Sobre aspectos concretos de la retribución de transporte y plantas de regasificación

Según lo indicado, las alegaciones de los transportistas sobre aspectos concretos de la retribución versan sobre los siguientes aspectos: (i) el cálculo de la amortización; (ii) la retribución por extensión de vida útil (REVU); (iii) los gastos de explotación activados o COPEX; (iv) los otros costes de O&M auditados (OCOM) diferentes a los COPEX; y (v) otros aspectos. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- **(i) El cálculo de la amortización**

Esta alegación sostiene que el cálculo de la amortización para determinadas instalaciones no cumpliría con la literalidad de lo previsto en la Circular 9/2019. En particular, los transportistas señalan que la propuesta de Resolución calcula los términos de amortización de los activos con retribución individualizada dividiendo el valor neto a 31 de diciembre de 2020 entre los días de vida útil que le restan al activo cuando la Circular establece que el término de retribución por amortización resulta de la división del valor de inversión reconocido (y no el valor neto a 31 de diciembre de 2020) entre los días de vida útil (frente a los días

restantes de vida útil). Los transportistas señalan que, al calcular los valores correspondientes a la retribución de la amortización como Valor Neto a 31 de diciembre de 2020 entre los días hasta el fin de la vida útil retributiva desde el 1 de enero de 2021, la propuesta modifica el ritmo de amortización regulatoria y pospone en el tiempo el coste de la amortización.

Tal y como se indicó en las Resoluciones de 11 de febrero y 20 de mayo de 2021 y de 19 de mayo de 2022, la alegación no puede ser acogida. La Resolución se limita en este punto a aplicar la Circular 9/2019 y las extensas consideraciones que se hicieron en su memoria sobre las circunstancias particulares de determinadas instalaciones, en concreto en su apartado 8.3.30 (páginas 83 y ss.) y en su anexo C, relativo al valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020. De hecho, lo que realiza la resolución es reconducir el ritmo de amortización regulatoria, alterado por una inadecuada aplicación de la metodología durante el anterior periodo regulatorio, al objeto de que los activos que actualmente cobran amortización y retribución financiera terminen de percibirlos cuando concluye su vida útil regulatoria, periodo previsto para ello por todas las metodologías que se han aplicado desde 2002, y no antes (que es lo que resultaría de aplicarse el valor de amortización resultante de dividir el valor de inversión reconocido entre toda la vida útil, ya que los Valores Netos reales a 31 de diciembre de 2020 son inferiores a los que debían ser).

Sin perjuicio de que proceda remitirse a tal contenido de la memoria, se resume brevemente la cuestión sobre las circunstancias particulares de determinadas instalaciones recogido en la Memoria de la Circular 9/2019 a continuación.

El citado anexo C comenzó recordando la exigencia legal de que la retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica del sistema gasista se calcule a partir del valor neto de los activos. Asimismo, recordó que, según había señalado la CNMC en su informe a la propuesta de Orden de retribución para el segundo período de 2014, se había utilizado un mecanismo que obviaba el valor realmente amortizado hasta el 4 de julio de 2014⁴. Ello había incrementado innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, dando lugar a una doble retribución, por diversos motivos⁵. Al respecto se señalaba que el

⁴ Expediente IPN/DE/0009/14 - Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se desarrolla el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, y se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista desde su entrada en vigor hasta el 31 de diciembre de 2014, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 9 de octubre de 2014.

⁵ En particular, se había retribuido doblemente parte de las inversiones al omitir la amortización realizada en el primer período de 2014; al recalcular el valor neto del activo considerando el inicio de su amortización el 1 de enero del año posterior a su puesta en servicio; y en activos que modificaron su vida útil pues, en vez de tener en cuenta la amortización real que había ido

alargamiento de la vida útil de los activos sin tener en cuenta la amortización total o parcial ya producida, suponía una sobre retribución, no justificada, y que dificultaba la sostenibilidad financiera del sistema gasista⁶. En vista de ello, la memoria explicó la necesidad de llevar a cabo la corrección consistente en calcular el valor neto de ciertos activos a 31 de diciembre de 2020, teniendo en cuenta el importe ya recibido por dichos activos en concepto de amortización, circunstancia que se tendría en cuenta en el nuevo sistema retributivo (pág. 84):

Por ello, se propone calcular del Valor Neto de los activos a 31 de diciembre de 2020, de forma que el nuevo sistema retributivo, a emplear desde 1 de enero de 2021, aplique sobre el Valor Neto real de los activos a esa fecha. La forma de realizar este cálculo es de restar de la inversión real a 4 de julio de 2014, los importes que se hayan percibido en concepto de amortización desde entonces hasta el 31 de diciembre de 2020.

En definitiva, en la Circular, como explica su memoria, se concluyó la necesidad de reconducir la situación determinando correctamente el valor pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de las instalaciones en servicio a 4 de julio de 2014, detrayendo los importes ya percibidos en concepto de amortización desde el 4 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020⁷.

Las consideraciones anteriores sobre la necesidad de evitar la sobre retribución de ciertas instalaciones debido a la modificación de su vida útil sin haberse tenido en cuenta la amortización ya producida se plasmaron en la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019. Dicha disposición estableció el modo de calcular el valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación que estuviera en servicio a 4 de julio de 2014 o que se pusiera en servicio con posterioridad a dicha fecha. En esencia, la fórmula allí establecida ajusta el valor neto real a 31 de diciembre de 2020, a partir del valor

acumulando el activo con la vida útil anterior y aplicar el nuevo ritmo de amortización, desde el 5 de julio de 2014 se recalculó *ex novo* el valor neto del activo desde el año de puesta en marcha con el ritmo de amortización que se establece con la nueva vida útil. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calculaba sobre una base mayor a la que le correspondería.

⁶ Pág. 84 de la memoria: “*la inadecuada consideración de las fechas de inicio de los periodos de amortización y de valoración del valor neto, así como el alargamiento de las vidas útiles sin tener en cuenta la amortización parcial o total que ya se ha producido de muchos activos, produce una sobre-retribución, que no está justificada y dificulta la sostenibilidad financiera del sistema gasista.*”

⁷ También página 113 de la memoria de la Circular 9/2019: “*Por tanto, a día de hoy, se considera que la forma más razonable de reconducir la situación sería determinar correctamente el valor de inversión pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 (valor de inversión neto real) de las instalaciones en servicio a 4 julio de 2014. Para ello, se propone de restar del Valor Neto de Inversión real a 4 de julio de 2014 los importes que se hayan percibido en concepto de amortización desde entonces hasta el 31 de diciembre de 2020.*”

de inversión reconocido de la instalación, del que se deducen los importes de amortización ya percibidos.

Las empresas transportistas invocan las previsiones genéricas del artículo 10 de la Circular 9/2019 en lo relativo al cálculo de la retribución por amortización. A tenor de dicha fórmula, la retribución por amortización se calcula, en efecto, en términos genéricos, dividiendo el valor de inversión reconocido entre los días de vida útil. Sin embargo, a las instalaciones que tienen las particularidades que señala la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019, las cuales describió de forma detallada el anexo C de su memoria, les será de aplicación dicha disposición en lo relativo al valor neto de la instalación pendiente de amortizar a fecha 31 de diciembre de 2020, con la finalidad señalada en la memoria de evitar el efecto de doble retribución y reconducir el ritmo de amortización regulatoria, alterado por una inadecuada aplicación de la metodología durante el anterior periodo regulatorio. Dado que el valor de inversión neto a 31 de diciembre 2020 es inferior al que resultaría de las previsiones genéricas del citado artículo 10, de no aplicarse los ajustes que exige la circular, tendrían lugar dos efectos relacionados entre sí: (i) el ritmo de cobro de las retribuciones futuras por amortización y retribución financiera se aceleraría finalizando antes de que termine la vida útil regulatoria (periodo previsto para tal fin en todas las metodologías retributivas desde 2002); y (ii) se generaría una rentabilidad mayor de la esperada por la metodología al adelantar el cobro (no es lo mismo obtener una determinada rentabilidad, por ejemplo, en 35 años que en 40).

Por tanto, no cabe aceptar una aplicación descontextualizada de las previsiones genéricas del cálculo de la retribución por amortización que establece la Circular. En su lugar debe acudir, asimismo, y cuando proceda, a la regulación específicamente aplicable a determinadas instalaciones a retribuir. Tal norma específica es la señalada en la disposición adicional cuarta la cual se debe interpretar del modo que explicó la memoria, y en relación con otras previsiones de la Circular. En relación con esto último, debe señalarse que solo aplicando los ajustes que resultan de la disposición adicional cuarta de la circular se puede dar cabal cumplimiento a las exigencias de la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y la propia Circular 9/2019, en particular, a su artículo 3, el cual reproduce los mandatos legales consistentes en:

- *“Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas”, y no antes de la finalización de la vida útil; y en*
- *“Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos”, sin que deban recibir una rentabilidad injustificada.*

Dicha razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos es un concepto perfectamente determinado⁸. Se trata de la rentabilidad prevista en la actualidad en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, que para este período regulatorio la cifra en un 5,44%, a percibir en el período de vida útil de la instalación⁹. A fin de cumplir tales exigencias legales, plasmadas en el citado artículo 3 de la Circular, y desarrolladas en lo que a la rentabilidad se refiere en la citada Circular 2/2019, la retribución por amortización exige tener en cuenta, en el caso de ciertas instalaciones, los importes ya percibidos por estas, como la Circular exige, con la finalidad de que los pagos no concedan una rentabilidad superior a la reconocida, de modo que se evite una sobre retribución que pueda afectar a la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. Dicho de otro modo, de no aplicarse el ajuste que exige la disposición adicional cuarta de la Circular en relación con su artículo 3, tendría lugar una sobrerretribución de los activos.

La Resolución, por tanto, se limita, en este punto, a llevar a la práctica, de la única manera posible, las previsiones de la Circular 9/2019 y su memoria sobre la necesidad de realizar un ajuste a ciertas instalaciones que venían recibiendo una retribución superior a la legalmente prevista.

En definitiva, con respecto a esta alegación cabe concluir lo siguiente:

- a) Las Leyes 34/1998, 18/2014 y la Circular 9/2019, recogen como principios de sus metodologías retributivas la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas y el permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos (actualmente prevista en la Circular 2/2019). Si se altera el período de vida útil de la instalación y no se tiene en cuenta la amortización ya recibida, se afecta a la rentabilidad de la instalación (la

⁸ Los importes por retribución financiera se determinan de acuerdo con los diferentes modelos retributivos que se han venido utilizado en el periodo 2002-2020, según la actividad regulada, la fecha puesta en marcha del activo y el año de aplicación. Han existido tres modelos, básicamente: un modelo de importes crecientes basado en el valor bruto de la inversión actualizado por índices de precios; un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión actualizado por índices constantes; y finalmente un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión.

⁹ En un modelo retributivo de importes decrecientes basado en el valor neto de inversión, como el actual, si la tasa de retribución financiera fuera constante, la TIR o la rentabilidad de la inversión coincidirá con la tasa de retribución financiera (Tr) al fin de su vida útil regulatoria. Es decir, para una instalación con un valor de inversión bruto reconocido determinado y una vida útil regulatoria de 40 años, la Tr es igual a la TIR a 40 años obtenida por los importes por amortización y retribución financiera percibidos por aplicación de la metodología.

cual se incrementa sin motivo justificado), como explicó la memoria de la Circular 9/2019.

- b) En una metodología retributiva los distintos componentes retributivos están relacionados entre sí y deben mantener la debida coherencia. La inversión se recupera a través del término de amortización mientras que la rentabilidad razonable se recupera a través de la retribución financiera. Desde la Ley 18/2014, la retribución financiera anual se obtiene aplicando una tasa de retribución financiera al valor neto de la inversión pendiente de amortizar al inicio del año, modelo que ha mantenido la Circular 9/2019. La coherencia del modelo retributivo exige que, del mismo modo, en el caso de ciertas instalaciones, se tenga en cuenta tal valor neto de la inversión en la retribución por amortización, de modo que se consideren los efectos de la retribución por amortización ya percibida, pues de lo contrario se altera la exigencia legal de recibir una retribución razonable en el conjunto de la vida útil real de la instalación, dando lugar a una sobrerretribución, como explicó la memoria de la Circular 9/2019,
- c) Cuando un modelo retributivo alarga la vida útil de ciertos activos (por ejemplo, cuando la Ley 18/2014 alargó la de los gasoductos de 30 a 40 años), la rentabilidad que antes se alcanzaba con la anterior vida útil ha de alcanzarse con la nueva. Tal previsión figura expresamente en el artículo 3 de la Circular 9/2019, ya citado. Por ello, al cambiar la vida útil regulatoria de un activo mientras se está amortizando, hay que adaptar los pagos de amortización a partir del valor neto pendiente de amortizar y la vida útil regulatoria pendiente de disfrutar. Así lo señaló la CNMC, con cita del informe sobre la Orden IET/2355/2014, en la memoria de la Circular 9/2019, con la finalidad de evitar el incremento injustificado de la retribución de ciertos activos, como el artículo 3 de la Circular 9/2019 (acogiendo mandatos legales) también exige.
- d) Tal finalidad de evitar la sobrerretribución de activos, explicada en la memoria de la Circular 9/2019, se plasmó en la disposición adicional cuarta de dicha norma, aplicable al caso de las instalaciones sobre las que versan las alegaciones de los transportistas sobre la retribución por amortización.
- e) Así pues, a diferencia de lo que señalan las alegaciones, la Resolución se ajusta estrictamente a la Circular 9/2019. Partiendo del valor neto pendiente de amortizar, se calculan las retribuciones por amortización y la retribución financiera para el resto de la vida útil regulatoria de forma que se obtenga la rentabilidad razonable esperada.

- f) De aplicarse la amortización teórica se estaría adelantando el cobro tanto de la recuperación de la inversión como de la retribución financiera, lo que implicaría retribuir a la inversión con una rentabilidad mayor de la que la normativa establecía como esperada, en contra de las previsiones legales y del artículo 3 de la Circular 9/2019. Es más, de aplicarse dicha incorrecta interpretación, los activos cuya retribución se vio incrementada entre el 5 julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 por una revalorización de activos que llegó a dar valor de inversión neto a activos que estaban totalmente amortizados, lejos de corregir ese efecto, como pretende la Circular 9/2019, nuevamente se beneficiarían de una rentabilidad superior a la que se considera razonable según la Circular 2/2019 y contrariamente a la literalidad de los principios que han de regir la metodología retributiva según las Leyes 34/1998, 18/2014 y la Circular 9/2019.

- **(ii) La retribución por Extensión de Vida Útil (REVU)**

En esta alegación, los transportistas sostienen, en síntesis, que, como resultado de aplicar la amortización teórica, ciertas instalaciones se terminarían de amortizar antes del final de su vida útil. En vista de ello, se debería adelantar el pago de la Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU) a ese momento anterior al final de la vida útil de la instalación en el que la misma esté amortizada.

Tal y como se indicó con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero y 20 mayo 2021 y de 19 de mayo 2022, tampoco esta alegación se puede aceptar. De entrada, debe reiterarse lo recién señalado con relación a la amortización de ciertas instalaciones a las que resulta específicamente aplicable la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019, de modo que la retribución por amortización debe efectuarse considerando el valor neto de la instalación a 31 de diciembre de 2020 y los días de vida útil restantes. Dicha corrección, exigible a tenor de la disposición adicional cuarta de la Circular, cuya finalidad explicó la memoria, impide que tenga lugar el efecto resultante de la aplicación de la amortización teórica que consiste en la amortización de la instalación antes de finalizar su vida útil¹⁰.

A ello debe añadirse que el REVU empieza a percibirse una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación por ser el momento, tal y como se ha explicado, en el que finaliza el periodo establecido para la amortización, y comienza otro nuevo de extensión de vida útil regulatoria, donde el titular, de acuerdo con la retribución por O&M y REVU que percibe, ha de valorar si mantiene la instalación

¹⁰ Porque su valor de inversión neto real pendiente de amortizar 1 de enero de 2021 es inferior al teórico.

en funcionamiento o solicita su cierre/sustitución, previa aprobación de la autoridad competente.

De aplicarse la interpretación propuesta por los transportistas, se anticiparían los cobros de conceptos retributivos respecto al momento previsto por la metodología de la Circular 9/2019, lo que elevaría nuevamente la rentabilidad respecto a la considerada razonable por la Circular 2/2019.

Por tanto, para aquellos activos que fueron objeto de modificación de la amortización y vieron incrementada la retribución durante el periodo 5 de julio de 2014 a 31 de diciembre de 2020, cuando se inicia la aplicación de la Circular 9/2019, y de acuerdo con lo establecido en su disposición adicional cuarta, se dan las siguientes situaciones:

1. Activos con un valor neto de inversión reconocido nulo porque finalizaron su vida útil regulatoria antes del 1 de enero 2021, con independencia de que a dicha fecha hubieran cobrado un importe en concepto de amortización mayor que el valor de inversión reconocido: Se calcula el REVU atendiendo a su fecha de fin de vida útil.
2. Activos con un valor neto de inversión reconocido nulo porque, sin finalizar su vida útil regulatoria antes del 1 de enero 2021, han cobrado un importe en concepto de amortización mayor que el valor de inversión reconocido: Se les retribuye REVU desde el día siguiente a aquel correspondiente al fin de vida útil regulatoria establecida.
3. Activos con un valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar y vida útil regularía por disfrutar. Se retribuirá REVU, cuando al finalizar su vida útil regulatoria se termine el cobro de los conceptos de amortización y retribución financiera.

Por tanto, no se comparte, tal y como señalaba un interesado, que exista una indefinición/incoherencia retributiva para aquellos gasoductos que vieron modificada su vida útil regulatoria (de 30 a 40 años) y no perciben retribución por amortización y retribución financiera a partir de 1 de enero de 2021 pese a no haber finalizado su vida útil retributiva, porque lo que ha ocurrido es que han cobrado de forma acelerada parte de los importes previstos por dichos conceptos, terminándose de percibir las cantidades por dichos conceptos antes del fin de vida útil prevista en la metodología, momento donde se inicia el derecho a percibir la retribución por extensión de la vida útil (REVU).

En consecuencia, tampoco cabe la afirmación de que *“no reciben retribución a la inversión desde 2021”* pues lo que en realidad ha sucedido es que ya percibieron las cantidades por estos conceptos.

Asimismo, no tiene cabida su otra afirmación de que esta situación “*viene derivada de una aplicación parcial de la precitada disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019*” porque, como ya se ha indicado, la disposición, a través de las resoluciones, lo que realiza es reconducir el ritmo de amortización regulatoria, alterado por una inadecuada aplicación de la metodología durante el anterior periodo regulatorio, al objeto de que los activos que actualmente cobran amortización y retribución financiera terminen de percibirlos cuando concluye su vida útil regulatoria. Obviamente, aquellos que han percibido de manera acelerada todos los importes de retribución a la inversión antes de su fin de vida útil, no deberán percibir ya retribución por dicho concepto hasta día que finaliza la vida útil, de forma que todos los activos, los que tuvieron una modificación de vida útil y los que no, tengan un tratamiento retributivo equivalente.

- **(iii) Sobre los gastos de explotación activados - COPEX**

Los transportistas alegan que no existe garantía de obtención de los importes de retribución provisionales reconocidos, y alegan incertidumbre en la recuperación de los costes, reclamando el reconocimiento retributivo previo al inicio de ejecución de estas inversiones, dándoles así predictibilidad. De hacerse de esta manera, se estaría transformando el modelo retributivo ex post en otro ex ante, sin que tal sea el modelo establecido para los COPEX por las Circulares de metodología retributiva de la CNMC.

De hecho, no cabe aceptar que los transportistas justifiquen como posibles COPEX cualquier tipo de actuaciones necesarias para garantizar la disponibilidad de las instalaciones en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro. En tal sentido, el artículo 68 de la Ley 34/1998 impone a los titulares de autorizaciones administrativas la obligación de realizar sus actividades en la forma autorizada, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y “*manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica*”. En ese mismo sentido debe recordarse la necesidad de atender a las obligaciones de seguridad y calidad industrial que emanen de la Ley 21/1992, de Industria, de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, de otras disposiciones estatales que le sean de aplicación, o lo dispuesto en la correspondiente normativa autonómica.

Ciertas alegaciones pretenden que se garantice a los operadores, *ex ante*, con plena certeza, que ciertas actuaciones serán retribuidas como COPEX. De aceptarse esa pretensión se estaría alterando el orden lógico resultante de la regulación. La realización de actuaciones de operación y mantenimiento en las instalaciones se estaría condicionando al conocimiento previo de la decisión sobre el concepto con el que serán retribuidas. Sin embargo, la decisión de llevar a cabo o no tales actuaciones debe responder a la necesidad, racionalidad y

proporcionalidad de estas, bajo responsabilidad del interesado y con la eventual intervención de la autoridad competente.

Esta Comisión no tiene encomendada la función de impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro; ni la de aprobar los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte; ni la de establecer normas técnicas de seguridad y calidad industriales de los elementos técnicos y materiales para las instalaciones de combustibles gaseosos, pues todas ellas recaen en otras autoridades. Las competencias de esta Comisión se circunscriben, tal y como establece el Real Decreto-ley 1/2019, a establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética que se establezcan.

Es decir, la Comisión en ningún momento autoriza o deniega la realización de las actuaciones de ampliación, modificación, mejora, adaptación, sustitución, mantenimiento de las instalaciones ni parciales ni integrales¹¹; ni puede impartir instrucciones o establecer procedimientos o normas para ello. La CNMC únicamente establece la manera de retribuir a las empresas por el desempeño de su actividad, a través de un modelo retributivo que clasifica los gastos en los que incurren las empresas y calcula la retribución, en cumplimiento de las Leyes 34/1998 y 18/2014 y la Circular 9/2019.

En definitiva, corresponde a los transportistas la obligación de prestar el servicio a los niveles de calidad que proceda, manteniendo a tal efecto de manera adecuada las instalaciones.

Cuando esta Comisión motiva en detalle las razones para la admisibilidad de COPEX en el Anexo I de esta Memoria, en estricta aplicación de los criterios contenidos en las Circulares 9/2019 y 8/2020, lleva a cabo un ejercicio de transparencia para dotar de predictibilidad a sus actuaciones y para que sea tenida en cuenta por los interesados en la toma de decisiones relacionadas con su obligación de mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

En otras palabras, como se señaló anteriormente, estas alegaciones alteran el orden lógico de la regulación. De aceptarse tales pretensiones, se estaría

¹¹ Al respecto debe tenerse en consideración el régimen de autorización previsto en el artículo 67 de la Ley 34/1998 y desarrollado en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

condicionando la realización de actuaciones de operación y mantenimiento en las instalaciones al conocimiento previo de la decisión sobre el concepto mediante el cual se retribuirían. Sin embargo, tales decisiones relativas a la operación y mantenimiento de las instalaciones deben fundamentarse, ante todo, en criterios de necesidad, racionalidad y proporcionalidad, con la intervención que en su caso proceda por parte de la autoridad competente. En primer lugar, se debe detectar la necesidad de una actuación de operación y mantenimiento. A continuación, deben evaluarse las alternativas de actuación a realizar y elegir la óptima desde el punto de vista de una empresa eficiente y bien gestionada, efectuando ante la autoridad competente los trámites que eventualmente procedan para su realización. A continuación, se ejecutará la actuación al menor coste posible. Finalmente, se han de acreditar los costes ante esta Comisión para que, en su caso, resuelva bien su inclusión en el régimen retributivo como CAPEX o COPEX, bien su tratamiento como costes de O&M cuya retribución es satisfecha a través de VVUU, costes O&M auditado, etc.

Ese es el enfoque que se recoge en las Circulares de esta Comisión. Así el artículo 13.4 de Circular 9/2019 señala que las empresas informarán a la Comisión sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos que tenga previsto incurrir en los años siguientes, así como los incurridos el año natural anterior, cuyo tratamiento desde un punto retributivo, obviamente, es diferente.

- Para los proyectos en curso o pendientes de iniciar, la información facilitada permite aportar predictibilidad al proceso de decisión de los transportistas porque, en aplicación del artículo 22.3 de la Circular 9/2019, la CNMC *“informará a los transportistas de la supervisión realizada sobre los Planes de Inversión propuestos verificando que se corresponden con los costes necesarios para realizar la actividad como empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo a los principios de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista y de equilibrio económico y financiero”*. Asimismo, según el mismo artículo 22.3, la CNMC indicará a la empresa interesada *“el método de retribución aplicable a cada proyecto de inversión”* presentado en dichos planes, incluyendo lo relativo a COPEX. Es decir, con base en la información facilitada por los interesados y con finalidad informativa, se indicaría el método de retribución que se estimaría aplicable a los proyectos de cuya eventual realización ha informado la empresa.
- Para los ya incurridos, según el artículo 24 de la Circular 8/2020, además, las empresas deberán enviar a la CNMC los informes de revisión independiente, o auditorías, correspondientes a los costes con detalle anual e individualizado para cada proyecto aprobado y

terminado; para que, de acuerdo con el artículo 13.7 de la Circular 9/2019, la CNMC determine mediante resolución el importe de los COPEX que se incluyen en el régimen retributivo siempre que cumplan con el resto de requisitos: contar, en caso necesario, con proyecto técnico correspondiente, autorización administrativa (o documento del órgano competente que acredite que no es necesaria), acta de puesta en marcha y análisis de sostenibilidad económico-financiera para el Sistema, así como de suficiente justificación de la inversión, y el resto de requisitos requeridos y aplicables, en los términos indicados en la Circular 9/2019 y en la Circular 8/2020. Por tanto, es en este momento cuando se ha de explicitar la decisión de incluir/excluir en la retribución por COPEX a los proyectos comunicados por los distintos agentes.

La Circular deja claro que los COPEX son costes “admitidos” previa valoración y admisión expresa por esta Comisión, después de la comunicación de sus propuestas por los agentes. Tal valoración ha de efectuarse conforme a los criterios previstos en la Circular 9/2019, en particular, en sus artículos 6, sobre costes e ingresos considerados en la metodología, 7, sobre admisibilidad de costes, y 13, sobre gastos de explotación activados, así como por el artículo 15.1 de la Circular 8/2020 que indica claramente qué costes se retribuyen por aplicación de los VVUU de O&M¹². Por otro lado, de acuerdo con la Circular

¹² 1. *La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a:*

- a) Las actuaciones y trabajos relacionados con la operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal, y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista relacionados con ella (costes de indirectos o de estructura), incluyéndose, entre otros, administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información o servicio de seguridad y vigilancia;*
- b) las actividades o trabajos de mantenimiento de conservación y disponibilidad, tanto en su vertiente preventiva como correctiva, que son necesarios para garantizar que una instalación tiene unas condiciones adecuadas para el cumplimiento de sus funciones; o*
- c) las actividades o trabajos de mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.*

La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad también retribuye aquellos otros conceptos de costes necesarios para el desempeño del transportista que no son activados por la empresa, salvo que la Comisión determine, mediante resolución y previa audiencia pública, que dicho concepto de coste ha de considerarse un coste de operación y mantenimiento no incluido

9/2019, las primeras actuaciones ejecutadas con informes de revisión independiente, o auditorías, deberán ser informadas en julio de 2022 (aquellas que se realizaron en el año natural 2021), salvo que se tratara de obtener el reconocimiento como COPEX de actuaciones anteriores a 1 de enero de 2021.

Asimismo, y al objeto de dar predictibilidad a la evolución de la retribución de las actividades, el artículo 12.3 de la Circular 9/2019 habilita a establecer para cada empresa una retribución provisional a cuenta de la definitiva calculada **con los últimos valores auditados admitidos**. Con motivo de la retribución del año de gas 2021 y dado que la metodología acababa de implementarse y no existían valores auditados sobre COPEX, frente a la alternativa de no fijar una retribución que podía resultar lesiva para las empresas, esta Comisión consideró oportuno establecer una retribución provisional de acuerdo con la mejor información disponible (importes declarados en SICORE según la Circular 1/2015 y la información comunicada por las empresas sobre COPEX) y extender su aplicación al resto de ejercicios hasta tener información definitiva. Por tanto, no cabe aceptar la alegación sobre falta de predictibilidad e incertidumbre en la recuperación de los costes, pues se podría incluso haber optado por no establecer una retribución provisional a cuenta.

Por otro lado, tal y como ya se indicó con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero y 20 de mayo de 2021 y de 19 de mayo de 2022, la propuesta de Resolución no contiene criterios más restrictivos que la Circular para la determinación de la retribución provisional reconocida para COPEX. De hecho, los interesados han de tener también en cuenta lo dispuesto en el artículo 15.1 de la Circular 8/2020 donde se indica qué costes se retribuyen por aplicación de los VVUU de O&M. La memoria de esta propuesta incluye la motivación de las decisiones a adoptar a los fines de dotar a tal ejercicio decisorio de transparencia. Así, el Anexo I de la memoria motiva con detalle la manera en que esta se aplicará con el siguiente contenido:

1. Un análisis, atendiendo a lo previsto en la Circular 9/2019 y la Circular 8/2020, de las tipologías de costes considerados en la metodología retributiva y sus mecanismos de retribución, que indica el tipo de costes que serían retribuidos a través de los COPEX.
2. Los criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.

directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural y, por lo tanto, ha de retribuirse a través del concepto retributivo, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

3. Los criterios de racionalidad de costes aplicables a los COPEX, siempre con base en criterios que establece la Circular 9/2019.
4. Las cuantías máximas de inversión en COPEX para el año natural 2023 y la retribución provisional en 2023 por los gastos de explotación activados.

Sin perjuicio de lo anterior, debe insistirse en la obligación de las empresas transportistas de mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, respetando las prescripciones y condiciones dispuestas en las autorizaciones administrativas de construcción, ampliación, explotación o modificación de instalaciones, y utilizando instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial de acuerdo con las normas y las obligaciones técnicas que por razones de seguridad deban reunir los aparatos e instalaciones.

Las decisiones retributivas adoptadas se han tomado considerando que se han mantenido sin cambios relevantes los criterios por parte de las autoridades competentes en impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro, así como los procedimientos de coordinación para la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte.

Lo anterior determina que no existan razones que expliquen la necesidad de un incremento notorio respecto a los importes desembolsados en los últimos años para mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

Finalmente, otras alegaciones consideran que el procedimiento de reconocimiento de COPEX genera incertidumbres y elevados costes administrativos para las empresas y la CNMC. Sin perjuicio de las mejoras que pudieran implantarse en el proceso, debe señalarse que gran parte de los proyectos informados por las empresas parecen corresponderse con actuaciones cuyos costes son retribuidos por los VVUU de O&M o han de ser retribuidos como inversión, tal y como pusieron de manifiesto los oficios remitidos a los agentes en julio de 2021 y junio de 2022. De hecho, cabe preguntarse si el número de casos observados guarda relación con el incremento excepcional de los costes operativos por el aumento de la inflación o con la necesidad de mejoras en unas instalaciones que ya percibieron una retribución más que

suficiente de O&M, como quedó demostrado en el expediente INF/DE/065/20¹³ de esta Comisión, o incluso con el interés de maximizar el margen obtenido de la retribución al tratar de convertir un coste ya pagado a través de VVUU de O&M en un coste pagado a valor auditado (lo que generaría en el peor de los casos una doble retribución).

- **(iv) Otros costes de O&M auditados (OCOM) diferentes a los COPEX**

Varios interesados solicitan que se incluyan otros costes de O&M auditados (OCOM). A este respecto se ha de señalar que los costes que actualmente tienen dicha catalogación fueron aquellos que, a la hora de determinar los VVUU de referencia en la Circular 8/2020, se decidió dejar de considerar dentro de los VVUU porque eran costes con relevancia que podían ser fácilmente auditables y trazables (electricidad de plantas de GNL y de motores eléctricos en ECs, THT, incremento de tasas) al objeto de pagar a quien incurre en ellos sin beneficiar con rentabilidades adicionales al resto, utilizando el resto de costes de O&M para determinar los VVUU de referencia, tal y como ha venido funcionando el modelo retributivo desde el año 2002 (los VVUU de un periodo se basan en los costes históricos de tal forma que el transportista tuviera un incentivo de eficiencia; y en función de que pudiera batirlos, o no, obtuviera una rentabilidad mayor o menor).

Por tanto, la reclasificación de costes considerados para determinar los VVUU como otro coste de O&M auditado implicaría generar una doble retribución por el mismo concepto de coste pudiendo producir rentabilidades adicionales a la prevista en la metodología retributiva.

Sin perjuicio de lo anterior, en estos momentos, esta Comisión está analizando la información auditada remitida por las empresas del gasto incurrido en este tipo de costes correspondiente al año natural 2021 por lo que tendrá eventualmente en cuenta estas alegaciones para preparar futuros desarrollos regulatorios.

- **(v) Otros Aspectos**

En relación con la alegación sobre el carácter provisional de la retribución transitoria de la Planta de Regasificación de El Musel, debe reiterarse lo señalado con motivo de resoluciones anteriores. El apartado cuarto del resuelve de la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEyM cataloga en su párrafo tercero la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida¹⁴, y, por tanto, de

¹³ Propuesta de valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de gas natural y plantas de regasificación para el periodo 2018-2020

¹⁴ "Una vez finalizado el periodo de suspensión al que hace referencia la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo y que permitirá la puesta en funcionamiento de esta planta de regasificación, y hasta el reconocimiento definitivo de la instalación en el régimen retributivo del sistema

carácter provisional. Esto no podía ser de otra forma porque la misma se determinó solo con el valor de inversión resultante de aplicar los valores unitarios de inversión y sin considerar el valor de inversión auditado admitido de la instalación, necesario para determinar el valor de inversión reconocido de una instalación para ser incluida en el régimen retributivo.

Por su parte, en relación con la metodología aplicada para determinar la retribución provisional por O&M de la Planta de GNL de El Musel, se considera, ante la ausencia de una metodología explícita en la Circular, mantener los criterios que se han venido utilizando.

2.1.2.3. Sobre la retribución de distribución

Los distribuidores han alegado que las retribuciones de los años de gas 2021-2024 han de calcularse *“teniendo en cuenta que la pérdida de la condición de gasificación reciente de un determinado municipio no debe afectar a la retribución de los puntos de suministro incorporados mientras el municipio tenía dicha condición”*. Alegación sustentada tanto en lo previsto en la Circular 4/2020, y como por lo que se desprende de la STS 1365/2021.

Dicha interpretación no se puede asumir porque los resultados obtenidos son la consecuencia de la aplicación de las fórmulas de cálculo de la retribución reguladas por la Circular 4/2020, conclusión a la que también llega el Ministerio, como el año pasado, en el informe que ha remitido en el trámite de información pública de la resolución.

Por tanto, no cabe extrapolar la sentencia del Tribunal Supremo número 1365/2021¹⁵ en relación con el cálculo de la retribución de la distribución para el año 2019 a la aplicación de la metodología de la Circular 4/2020 por las razones que se exponen a continuación:

- a) La retribución de distribución para los años 2014-2020 se determina de acuerdo con la metodología de cálculo del Anexo X de la Ley 18/2014
- b) La retribución de distribución para los años de gas 2021-2026 se determina de acuerdo con la metodología de cálculo de la Circular 4/2020.

gasista, la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida durante dicho periodo minorará el coste acreditado que finalmente se tenga en cuenta la retribución definitiva”

¹⁵ Sentencia dictada con fecha 23 de noviembre de 2021 por la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo (en adelante Tribunal Supremo) en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

- c) Aunque existen elementos comunes, presentan asimismo diferencias entre ellas como, por ejemplo: (i) se sustituye la fórmula que indicaba que la retribución de un año “n” es el resultado de añadir a la retribución del año “n-1” la retribución por captación de nuevo mercado en el año “n” ($RD_n = RD_{n-1} + RN_n$) por otra donde la retribución anual de la actividad es el sumatorio de diferentes conceptos retributivos que son calculados independientemente cada año; (ii) se determina una nueva retribución base aplicando un ajuste a la retribución de distribución 2020; (iii) se incorporan incentivos de retribución por la demanda asociada a nuevos puntos de suministro en redes de $P > 4$ bar a partir del 1 de enero de 2021 y a estaciones de servicio para su venta como gas vehicular; (iv) se explicita con mayor detalle la fórmula de cálculo y las variables a considerar para el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado (concepto similar, que no idéntico, al de captación de nuevo mercado¹⁶); (v) se incorpora una retribución transitoria para regularizar la retribución por nuevo de mercado de 2020 por la variación de puntos de suministro conectados a redes con $P \leq 4$ bar determinada por aplicación del anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre; o (vi) se indica¹⁷ que *“a los municipios que, a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, tuvieron la consideración de municipios de gasificación reciente se les seguirá aplicando la retribución unitaria por punto de suministro establecida en esta circular hasta el cumplimiento de los cinco años desde el año de su primera puesta en servicio”*, es decir, tendrán un tratamiento análogo a los municipios catalogados de reciente gasificación a partir del 1 de enero de 2021 de acuerdo con el artículo 7.3 de la Circular¹⁸.
- d) Por último, y con relación únicamente al componente de la retribución por variación de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación

¹⁶ De hecho, p.e. el Anexo X lo calcula teniendo en cuenta la variación de número medio de puntos de suministro de dos años consecutivos mientras la Circular lo determina utilizando la variación del número de puntos de suministro en dos fechas determinadas.

¹⁷ Disposición transitoria tercera. Retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021.

¹⁸ 3. *Un término municipal será calificado de gasificación reciente durante los cinco primeros años de gas «a» en los que se desarrolla por primera vez en su territorio una red de distribución cuya primera puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2020. A efectos de cómputo, el primero de los cinco años de gas será aquel en el que se obtenga la primera acta de puesta en servicio de alguna instalación de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM o gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan puntos de suministro conectados a ellas.*

La retribución por desarrollo de mercado devengada para el año de gas «a» en un municipio de gasificación reciente como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio durante el citado año de gas «a».

de la retribución por desarrollo de mercado de la Circular 4/2020, está indica: *"es la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa «e» con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios de gasificación reciente, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas «a» y a 31 de diciembre de 2020"*.

- Es decir, el número de puntos de suministro en servicio a 31 de diciembre de 2020 en municipios de gasificación reciente es el número de puntos de servicio en los municipios que tienen tal calificación en 2020. Aquellos que han tenido servicio de gas natural desde 2016 o con posterioridad, cumplen con el criterio de tener gas durante los cinco primeros años de gas «a» desde el año que se introduce por primera vez en su territorio una red de distribución.
- Por analogía, para el año de gas 2021 se computarían solo los puntos de suministro en municipios que han tenido gas natural desde 2017 o con posterioridad. Para el año de gas 2022, los de municipios con gas desde 2018 o con posterioridad, y así sucesivamente.
- La retribución por este concepto para cada año de gas "a" sería la resultante de multiplicar la variación obtenida respecto a 2020 por la retribución unitaria definida en la Circular.

En lo que respecta a la interpretación de considerar que los puntos de suministro incorporados durante los primeros cinco años de desarrollo de la actividad distribución en un municipio deben percibir de forma indefinida la remuneración anual por punto de suministro de municipio de gasificación reciente, no procede admitir dicha consideración porque es una interpretación sesgada y parcial del modelo retributivo. Las metodologías retributivas remuneran a las empresas dedicadas a la actividad de distribución de gas natural por el empleo de sus recursos humanos, materiales y financieros con una rentabilidad razonable utilizando fórmulas atendiendo a opciones más o menos complejas¹⁹. El modelo retributivo de la actividad de distribución se ha confeccionado, desde 2002, para que una parte de la retribución anual (su valor ha fluctuado aproximadamente entre el 0% en 2002 y el 21,4% en 2014, siendo el 0,69% en 2024) sea en función de la evolución de varios indicadores asociados al mercado atendido (número de

¹⁹ Como, por ejemplo, utilizar los datos económicos de las empresas (por ejemplo, inversión realizada, gastos operativos satisfechos, etc.), características de instalaciones y/o personal de la propia empresa (por ejemplo, número de instalaciones y personal, km. de red, etc.), características del bien/servicio que la empresa pone a disposición del mercado (por ejemplo, inspecciones, contadores, etc.) o características sobre la actividad (número de clientes, ventas realizadas, etc.)

puntos de suministro atendidos, energía suministrada, etc.), introduciéndose la diferenciación por tipología de municipio para los puntos de suministros desde 2014 en las dos últimas metodologías aprobadas (la del Anexo X de la Ley 18/2014 aplicable de 2014 a 2020 y la de la Circular 4/2020 aplicable de 2021 a 2026).

Por tanto, en una actividad con más de 50 años de existencia, la interpretación del interesado pretendería petrificar un modelo retributivo para esos puntos, más allá del ámbito temporal de aplicación de las metodologías retributivas de cada momento, y que se limite más allá de lo razonable la capacidad del Regulador para determinar el modelo retributivo más adecuado en cada momento para la actividad de distribución.

En lo que respecta a las alegaciones particulares que han realizado algunos distribuidores cabe señalar lo siguiente:

- Un interesado ha manifestado su disconformidad con el cálculo realizado, según el artículo 7.7 de la Circular 4/2020, de la retribución asociada a las cantidades de gas natural facturadas o refacturadas en el año de gas «a» correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021.

El alegante expone que la fórmula de dicho anexo X *“establece que las cantidades de gas a tener en cuenta se calcularán como la diferencia de demanda prevista en el año «n» y la estimación disponible para el año «n-1» para cada uno de los tipos de consumidores establecidos en la fórmula para el cálculo de retribución correspondiente a la captación de nuevo mercado”*.

En particular, el interesado solicita *“que al determinar la retribución asociada a facturaciones o refacturaciones de consumos anteriores a 1 de enero de 2021 se aplique la fórmula que establece el anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre”*. Sin embargo, la alegación no aclara de qué modo debería aplicarse el inciso anterior.

Al respecto, se debe aclarar que la resolución ha aplicado estrictamente la metodología del Anexo X de Ley 18/2014. Asimismo, debe tenerse en cuenta que el alegante olvida que, a tenor del apartado 4 del citado Anexo, *“la retribución de la actividad de distribución de cada año se revisará cuando se disponga del valor definitivo o se conozcan cifras más precisas de demanda y clientes”*.

Por tanto, dicho apartado 4 del anexo X exige tener en cuenta datos definitivos. Desde que se estableció la fórmula paramétrica de retribución para la distribución a través de la ECO/301/2002, los valores definitivos de demanda y clientes/puntos suministro de cualquier año a retribuir son

aquellos que refleja la Liquidación definitiva de dicho ejercicio. Los valores de todos los años anteriores a 2021 son conocidos desde el 25 de noviembre de 2021 cuando esta Comisión aprobó la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2020.

A falta de mayor explicación por parte del interesado, debe insistirse en que la resolución aplica en este punto lo dispuesto en la Circular 4/2020, según la cual una variación de demanda anterior a 2021, con respecto a la liquidada definitivamente, que pueda aflorar (por los motivos que sean) en un ejercicio posterior a 2020, y deba ser objeto de refacturación, debe valorarse aplicando los valores unitarios de la metodología del Anexo X de Ley 18/2014 (y no con los valores establecidos en la circular para el periodo regulatorio 2021-2026).

Por último, y frente a la posición del alegante, cabe destacar que la DGPEM del MITECO señala en sus alegaciones sobre los cálculos de la retribución de distribución de 2024 que la resolución es “*conforme a la metodología dispuesta en esta circular [Circular 4/2020]*” sin realizar comentarios adicionales sobre la metodología empleada, habiendo sido dicha DGPEM la encargada de aplicar la metodología prevista en el Anexo X de Ley 18/2014 para determinar las retribuciones hasta el año 2019.

- En relación con la exigencia de completar la información reportada al Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas para que esta Comisión pudiera tener en consideración la misma para determinar ciertos conceptos retributivos debe apreciarse el esfuerzo realizado para terminar de actualizar y subsanar la información que, no obstante, ya había sido requerida con anterioridad. En tal sentido, cabe recordar que, por un lado, la Circular 9/2019, a través del artículo 7.6²⁰ y el artículo 15²¹, indica que las empresas facilitarán la información con desglose suficiente para aplicación de las fórmulas retributivas, teniendo la CNMC potestad para recabar cualesquiera informaciones que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las

²⁰ “La información que faciliten las empresas, a efectos del cobro y liquidación de la retribución reconocida correspondiente a puntos de suministro y a las cantidades de gas suministradas y facturadas a dichos puntos, deberá tener el desglose suficiente para la aplicación de la fórmula de este artículo (rangos de presión, consumo, municipio, etc.) con independencia de la estructura de peajes y cánones que se pudiera aplicar en cada momento”.

²¹ “La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar de los sujetos obligados cualesquiera informaciones que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas en cumplimiento de la presente circular.”

informaciones remitidas. Por otro lado, la Orden TED/1022/2021²², que establece el Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista, indica en su artículo 15.3 que *“todos los sujetos responsables de la facturación de peajes, cánones, cargos y tarifas reguladas estarán obligados a remitir la información en tiempo y forma que determinen las instrucciones del Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista”*. Todo ello sin perjuicio, como es sabido, del régimen infractor aplicable en caso de incumplimiento de obligaciones de información.

Por último, se comparte el interés en determinar lo antes posible las retribuciones definitivas para el periodo 2017-2020 de las empresas del grupo Nedgia involucradas en operaciones societarias entre 2014 y 2018 para que las retribuciones de las sociedades dejen de ser consideradas provisionales por este motivo, pero el proceso ha de ser iniciado por otra administración.

²² Orden de 27 de septiembre por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista

3. CONSIDERACIONES GENERALES.

La Resolución de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020.

Idéntica consideración hay que hacer para los ajustes que se realizan a las retribuciones de los años de gas de 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023), 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) y 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021).

En lo que respecta a los ajustes de la retribución del año 2020, señalar que ha sido calculada de manera homogénea y acorde con las disposiciones aplicables, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 16.1 y 20.2 del Real Decreto 949/2001, y en los anexos X y XI de la Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo.

Además, en la Resolución se han tenido en cuenta tanto las operaciones societarias de compraventa de activos materializadas hasta la fecha de la presente memoria, como la información técnica y económica asociada a aquellas instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo, o cuya solicitud de inclusión haya sido informada por esta Comisión.

Hay que señalar que las Resoluciones de la DGPEM de inclusión en régimen retributivo²³ dictadas en los últimos meses se caracterizan por establecer los importes y ajustes hasta el año 2019 conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Por tanto, como a partir del año 2020 la determinación de la retribución de las actividades de transporte y regasificación es competencia de esta Comisión, la Resolución recogerá los ajustes de retribución que correspondan por las retribuciones definitivas del año natural 2020 y los años de gas 2021, 2022 y 2023 de las instalaciones recogidas en las citadas resoluciones.

Con fecha 23 de noviembre de 2021, la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo (en adelante Tribunal Supremo) dictó sentencia número 1365/2021 en relación con el recurso

²³ Resolución de 20 de diciembre de 2022 de la DGPEM que establece la inclusión definitiva en el régimen retributivo del sistema gasista de la Estación de Compresión de Euskadour puesta en servicio en el año 2015 y determina la retribución a reconocer a la instalación desde su puesta en marcha, incluido el coste del suministro eléctrico correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019.

contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, y que, entre otros aspectos, publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. De acuerdo con la misma, se debe recalcular la retribución de distribución de 2020.

En fecha 2 de febrero de 2023, la CNMC aprobó la Resolución por la que se establece un régimen económico singular y de carácter temporal para la planta de regasificación de El Musel, cuya fecha de inicio del devengo coincidiría con el inicio de la prestación de los servicios logísticos de GNL según los contratos de largo plazo suscritos de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, momento en el que sustituiría la retribución que viniese percibiendo el titular de la planta. Además de fijar el régimen económico de la planta, la resolución de la CNMC establece las condiciones para el acceso de terceros a la misma, conforme a las funciones otorgadas a esta Comisión por el Real Decreto-ley 1/2019.

4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2024.

De acuerdo con el artículo 9 de la Circular 9/2019, la retribución devengada para el año de gas de una empresa titular de instalaciones de transporte de gas natural y/o de plantas de gas natural licuado será la resultante de sumar los siguientes conceptos.

1. La retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)
2. La retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$)
3. Los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)
4. La retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$)
5. La retribución por inversiones con impactos transfronterizos derivados de la aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) nº 347/2013 ($RIIT_a^e$)

Todo ello sin perjuicio de los posibles ajustes que se dieran bien por importes asociados a productos y servicios conexos o por incumplimiento del principio de prudencia financiera.

En los siguientes puntos, para cada una de las actividades se desarrollan los tres primeros conceptos retributivos, añadiendo, en el caso de la actividad

regasificación, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial.

El resto de los conceptos no se desarrollan porque actualmente no hay ninguna instalación cuya retribución tenga impactos transfronterizos derivados de la aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) nº 347/2013, o, en el caso concreto de la actividad de transporte, esté en situación administrativa especial.

4.1. Retribución de la Actividad de Regasificación

4.1.1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)

La retribución devengada por inversión en instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024 de cada empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada del Censo de Instalaciones, prevista por el Artículo 5 de la Circular 9/2019.

La retribución por inversión se calculará de manera provisional con las instalaciones catalogadas en el Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gasista (SIDRA) utilizado por esta Comisión para elaborar las propuestas e informes preceptivos de retribución al Ministerio, que requería la metodología retributiva anterior, hasta la constitución definitiva del Censo de Instalaciones previsto en el artículo 5 de la Circular 9/2019 y, por tanto, de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de cada empresa.

La retribución devengada por inversión, según el artículo 10 de la Circular 9/2019, se compone de 4 conceptos retributivos; la retribución por amortización de las instalaciones pertenecientes a plantas de GNL construidas antes del 1 de enero de 2021 (A_a^i), la retribución financiera asociada a dichas instalaciones (RF_a^i), la retribución financiera por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón de la instalación ($RFNMLL_a^k$) y la retribución por gas procesado o vehiculado en plantas de GNL construidas con posterioridad al 1 de enero de 2021 (RGV_a^i) que, actualmente, es nula.

De acuerdo con la Disposición Adicional Cuarta, antes de determinar los valores correspondientes a la amortización y retribución financiera asociadas a las instalaciones construidas antes del 1 de enero de 2021, es necesario determinar el valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020. Partiendo del valor neto pendiente de amortizar, se calcula la retribución por amortización para el resto de la vida útil regulatoria.

Atendiendo a lo indicado con anterioridad, se reconoce la retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) provisional para año de gas 2024 por empresa que recoge el Cuadro 1.

Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024, desglosada por componentes retributivos

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. a 31-sept-23	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.812.473.680,80	24.565.409,19	268.017.790,17	45.165.792,49	14.580.167,79	1.336.358,26	61.082.318,53
Bahía Bizkaia Gas S.L.	454.831.384,55	6.576.920,16	94.338.136,78	6.814.335,88	5.071.157,01	357.784,46	12.243.277,34
Regasificadora Noroeste, S.A.	325.735.314,79	2.559.091,50	84.141.281,26	11.950.310,51	4.577.285,70	139.214,58	16.666.810,79
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	625.005.221,00	3.805.382,48	128.072.947,69	20.123.984,69	6.967.168,35	207.012,81	27.298.165,85
Total	3.218.045.601,14	37.506.803,33	574.570.155,90	84.054.423,56	31.195.778,85	2.040.370,10	117.290.572,51

Fuente: Elaboración Propia

La retribución anterior desglosada por las tipologías de instalaciones con VV.UU. de referencia de O&M se recoge en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos

En Euros	Retribución por Inversión asociada a						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Instalaciones No Estandarizadas	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	55.702.321,84	0,00	0,00	0,00	0,00	5.379.996,70	61.082.318,53
Bahía Bizkaia Gas S.L.	7.296.355,58	0,00	13.983,24	0,00	24.128,82	4.908.809,71	12.243.277,34
Regasificadora Noroeste, S.A.	12.771.619,60	0,00	377.471,63	0,00	0,00	3.517.719,55	16.666.810,79
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	23.999.749,04	0,00	205.371,86	0,00	0,00	3.093.044,95	27.298.165,85
Total	99.770.046,06	0,00	596.826,73	0,00	24.128,82	16.899.570,90	117.290.572,51

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$)

La retribución de una empresa devengada por la operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones ($RO&M_a^e$), de acuerdo con el artículo 12 de la Circular, para el año de gas 2024, que comprende el periodo 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024, sería el resultado de sumar $\frac{1}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2023 y $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2024.

La retribución por O&M se compone de tres conceptos: la retribución resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de O&M vigentes a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$), la retribución por los costes O&M directos auditados y admitidos de las instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$) y la retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$), entre los que destacarían los gastos de explotación activados, o COPEX.

Las empresas, según el artículo 12.3 de la Circular 9/2019, tendrán reconocida una retribución provisional a cuenta de la definitiva hasta disponer de los costes auditados y admitidos de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$. Dicha retribución se calculará con los últimos valores auditados admitidos definitivos disponibles de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$, y con el valor $COM_{VU,n}^{i,A}$ resultante de aplicar los valores unitarios de O&M vigentes a las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de las empresas. Cuando se apruebe la retribución definitiva por O&M de las instalaciones, se determinará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta y la definitiva.

En los siguientes puntos, se establece la retribución por O&M de los años naturales implicados por los conceptos retributivos $COM_{VU,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$, dado que actualmente no hay ninguna instalación catalogada como singular en la actividad de regasificación.

En el último apartado de este punto se determina la retribución reconocida por operación y mantenimiento ($RO\&M_a^e$) para año de gas 2024, tras aplicar la fórmula recogida en el artículo 12 de la Circular 9/2019, indicada con anterioridad, para imputar al año de gas las retribuciones correspondientes.

4.1.2.1. Retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

La retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$) se determina aplicando las fórmulas y valores unitarios de referencia a las características de las instalaciones de regasificación incluidas en la citada Base del Censo de Instalaciones prevista por el artículo 5 de la Circular 9/2019.

Las fórmulas y valores unitarios de referencia de O&M utilizados son los recogidos en la Circular 8/2020, donde se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

A semejanza con la retribución por inversión, la retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M se calculará de manera provisional con las instalaciones catalogadas en SIDRA hasta la constitución definitiva del Censo de Instalaciones previsto en el artículo 5 de la Circular 9/2019. La retribución anual que le corresponde a cada compañía transportista se obtiene agregando la retribución de todas las instalaciones de cada titular.

Atendiendo a lo anterior, la retribución provisional para cada uno de los años naturales del periodo 2021-2024 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VV,n}^{i,A}$) sería la que se recoge en el siguiente cuadro:

Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VV,n}^{i,A}$) para cada año natural del periodo 2021-2024

En Euros	Retribución por VV.UU. de O&M - Años Naturales 2021, 2022, 2023 y 2024						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Gastos Gestión y Resto Inst. Planta GNL	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	57.751.579,29	2.786.582,25	754.693,74	0,00	0,00	4.100.685,63	65.393.540,91
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.056.934,18	479.412,00	83.854,86	0,00	60.598,83	1.366.895,21	14.047.695,08
Regasificadora Noroeste, S.A.	8.037.956,12	247.376,59	167.709,72	0,00	0,00	1.366.895,21	9.819.937,64
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	16.075.912,24	599.265,00	167.709,72	0,00	0,00	1.366.895,21	18.209.782,17
Total	93.922.381,83	4.112.635,84	1.173.968,04	0,00	60.598,83	8.201.371,26	107.470.955,80

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.2. Retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$)

De acuerdo con el artículo 12 de la Circular 9/2019, la retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) agruparía los siguientes costes²⁴, siempre y cuando cumplan con el resto de los criterios establecidos tanto en la propia Circular 9/2019 como en la Circular 8/2020 (necesidad, admisibilidad, sostenibilidad económica de inversiones, etc.):

- i. Los gastos de explotación activados.
- ii. Los costes de adquisición de odorante neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la prestación del servicio de odorización a otros transportistas, distribuidores u otros agentes.
- iii. Los costes por el suministro eléctrico para plantas de gas natural licuado neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la venta de electricidad.

²⁴ De acuerdo con la Circular 9/2019, puede inferirse que la metodología retributiva clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

- Costes no retribuíbles por la metodología de la Circular 9/2019.
- Costes retribuíbles a través de la retribución de inversión, es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.
- Costes retribuíbles a través de la retribución de O&M a VV.UU., es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.
- Gastos de explotación no activados admisibles que no son retribuídos a través de la retribución de O&M a VV.UU.
- Gastos de explotación activados o COPEX admisibles, que no son retribuídos ni por la retribución de O&M a VV.UU. ni por la retribución de inversión.

- iv. Los incrementos de costes incurridos por la actualización, a partir del 1 de enero de 2021, de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables.

La retribución definitiva por estos conceptos se determinará una vez se hayan acreditado los costes implicados, mediante la auditoría correspondiente, según establece la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través de la propia Circular 9/2019 y de la Circular 8/2020, donde se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

No obstante, como se ha indicado, la Circular 9/2019 habilita a establecer una retribución provisional a cuenta de la definitiva hasta disponer de los costes auditados y admitidos de $OCOM_n^A$, que ha de ser calculada con los últimos valores auditados admitidos definitivos disponibles.

En julio de 2022, en atención de lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 19 de la Circular 9/2019, las empresas aportaron la información auditada²⁵ correspondiente al año natural 2021 del gasto incurrido en estos costes para el análisis y toma en consideración por parte de esta Comisión. Asimismo, a la vista del escenario excepcional de precios de los últimos meses, algunas empresas también han aportado la información correspondiente al año natural 2022 que será informada a esta Comisión en julio de 2023 una vez sean auditada. Se considera que, visto el escenario excepcional en el que nos encontramos, la mejor opción hasta la determinación de la retribución definitiva es establecer una retribución provisional a cuenta para cada tipología de coste aplicando los criterios que se indican en los siguientes apartados.

Cuando se apruebe la retribución definitiva por O&M, se determinará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta y la definitiva.

4.1.2.2.1. Gastos de explotación activados, o COPEX

Se tomarán como retribución provisional de los gastos de explotación activados en el año natural 2024 en las plantas de regasificación, las cuantías de retribución anual provisional recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de

²⁵ De acuerdo con el procedimiento "PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)" de la Sede Electrónica

febrero de 2021, de la CNMC²⁶, para COPEX y cuyos valores se recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 4. Retribución provisional para el año natural 2024 por COPEX

En Euros	COPEX 2024
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	12.354.859,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	1.197.878,21
Regasificadora Noroeste, S.A.	904.221,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	1.143.718,24
Total	15.600.676,69

Fuente: Elaboración Propia

Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc., que traigan como consecuencia un reconocimiento definitivo de la retribución por COPEX para 2024 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantienen para el año natural 2024 las cuantías máximas de inversión en COPEX realizable que estableció la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC, para el año 2021. Todo ello sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una de las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 (Anexo I de esta Memoria).

Cuadro 5. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2024 para regasificación

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2024
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	47.401.615,22
Bahía Bizkaia Gas S.L.	3.921.746,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.373.088,83
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	6.097.744,23
Total	59.794.194,27

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.2.2. Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

Determinada la retribución asociada a los COPEX, para establecer la retribución provisional asociada al resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) se aplicarán los siguientes criterios:

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste de 2022 pendiente de auditar informados por las

²⁶ Que estableció la retribución del año de gas 2021 (de 1-ene a 30-sept) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de GNL, transporte y distribución de gas natural.

empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC.

- ii. Se considera un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021, criterio ya utilizado con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero, 20 de mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022.

De la aplicación de lo descrito, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por el resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) diferentes a los COPEX para cada los años naturales 2023 y 2024.

Cuadro 6. Retribución provisional por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para los años naturales 2023 y 2024

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Δ tasas ocupación dominio portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.710.834,05	37.744.177,61	0,00	39.455.011,66
Bahía Bizkaia Gas S.L.	793.335,00	10.717.886,00	0,00	11.511.221,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	277.477,00	7.383.301,00	0,00	7.660.778,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	572.879,54	11.362.471,62	0,00	11.935.351,16
Total	3.354.525,59	67.207.836,23	0,00	70.562.361,82

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.3. Valores para publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por operación y mantenimiento ($RO\&M_a^e$) provisional por empresa para los años naturales 2023 y 2024, serían las recogidas en el siguiente cuadro.

Cuadro 7. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$) para los años naturales 2023 y 2024

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM_{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM_{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	65.393.540,91		12.354.859,00	39.455.011,66	117.203.411,57
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		1.197.878,21	11.511.221,00	26.756.794,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		904.221,24	7.660.778,00	18.384.936,88
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	18.209.782,17		1.143.718,24	11.935.351,16	31.288.851,57
Total	107.470.955,80	0,00	15.600.676,69	70.562.361,82	193.633.994,31

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) le corresponderían $\frac{1}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2023 y $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2024. Como ambos años naturales tienen la misma retribución provisional prevista, los valores provisionales para el año de gas 2024 coincide con ellos.

4.1.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)

Los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$), según el artículo 14 de la Circular 9/2019, se compone de cinco conceptos retributivos: la retribución por extensión de vida útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e), el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas de gas (IM_a^e) y el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

En los siguientes epígrafes se desarrollan diferentes conceptos salvo los incentivos por mermas que solo podrán ser calculados una vez se disponga de la información real.

4.1.3.1. Retribución por Extensión de Vida Útil ($REVU_a^e$)

Según el artículo 15 de la Circular 9/2019, la Retribución por Extensión de Vida Útil de una empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que tenga derecho ella por continuar en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Dado que la acreditación de disponibilidad efectiva de las instalaciones se realiza una vez acabado el año, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que las instalaciones están en plena disponibilidad.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), provisional para año de gas 2024, por empresa sería la que recoge el Cuadro 8.

Cuadro 8. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), para año de gas 2024

En Euros	Retribución por Extensión Vida Útil - Año gas 2024						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Gastos Gestión y Resto Inst. Planta GNL	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	9.350.614,95	1.240.765,90	328.697,30	0,00	0,00	410.068,56	11.330.146,72
Bahía Bizkaia Gas S.L.	1.983.135,08	175.679,61	20.688,78	0,00	0,00	0,00	2.179.503,47
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	78.910,43	0,00	0,00	0,00	0,00	78.910,43
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	197.567,52	0,00	0,00	0,00	0,00	197.567,52
Total	11.333.750,03	1.692.923,46	349.386,09	0,00	0,00	410.068,56	13.786.128,14

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.2. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

Según el artículo 16 de la Circular 9/2019, la retribución por continuidad de suministro del año 2020 de una empresa titular de instalaciones de plantas de gas natural licuado ($RCS_{2020}^{e,A}$) será reducida gradualmente durante el periodo 2021-26 de aplicación de la presente circular. Para ello, la disposición adicional octava de la citada circular establece los coeficientes de aplicación al RCS en el periodo regulatorio 2021-2026.

Aplicando el coeficiente correspondiente al año de gas 2024 (50%) a los valores provisionales de RCS de 2020, que se han determinado para cada empresa según la metodología recogida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se obtiene la siguiente retribución provisional por RCS para el año de gas 2024.

Cuadro 9. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2024 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 ($RCS_{2020}^{e,A}$)	Retribución RCS 2024 ($RCS_{2024}^{e,A}$) (1-oct-23 a 30-sept-24)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.566.877,93	25.283.438,97
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.618.620,82	6.309.310,41
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.173.733,76	5.086.866,88
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	15.045.779,99	7.522.890,00
Total	88.405.012,50	44.202.506,25

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.3. Retribución por mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e)

El artículo 17 de la Circular 9/2019 establece que los operadores mantendrán como retribución adicional a la calculada con valores unitarios un porcentaje de las ganancias de productividad observadas en los costes de O&M del periodo anterior. Para ello, se tendrán en cuenta los valores unitarios aplicables del periodo anterior, las instalaciones en servicio al finalizar el periodo, y los costes de la empresa que se han utilizado para determinar los valores unitarios de O&M en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026. El incentivo para la empresa es retener el 50% de la mejora observada.

Los valores unitarios del periodo anterior contienen una valoración implícita de conceptos de costes que no recogen los nuevos valores unitarios del periodo 2021-2026 (COPEX y ciertos costes que se retribuirán a valor auditado), por tanto, para determinar la mejora de productividad es necesario determinar una retribución equiparable, tal y como recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 10. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026

En Euros	Retribución por O&M VVUU		Valores Implícitos en VVUU 2015-20		Retrib. O&M Equiparables a Nuevos VVUU
	Fijos 2018-2019	variables (media 2018-19)	COPEX	Ctes Auditados (THT + Elect 2018-19)	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	82.142.643,68	20.877.707,67	2.601.754,94	13.806.850,02	86.611.746,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	16.538.099,55	7.910.843,64	617.452,36	3.802.803,81	20.028.687,02
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.831.305,70	2.338.905,01	332.610,60	1.855.548,35	10.982.051,76
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	21.205.675,40	2.137.851,51	589.535,33	2.475.042,48	20.278.949,10
Total	130.717.724,33	33.265.307,83	4.141.353,23	21.940.244,65	137.901.434,28

Fuente: Elaboración Propia

Con dichos datos, la mejora de productividad provisional que se obtiene para cada empresa es la retribución recogida en el siguiente cuadro:

Cuadro 11. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP_a^e)

En Euros	Retrib. O&M Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-26	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Ratio días periodo 1-oct a 30-sept	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	86.611.746,39	73.647.378,53	12.964.367,86	50%	100%	6.482.183,93
Bahía Bizkaia Gas S.L.	20.028.687,02	14.448.645,19	5.580.041,83	50%	100%	2.790.020,92
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.982.051,76	9.122.723,69	1.859.328,07	50%	100%	929.664,03
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.278.949,10	13.936.104,70	6.342.844,40	50%	100%	3.171.422,20
Total	137.901.434,28	111.154.852,11	26.746.582,17	50%	100%	13.373.291,08

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.4. Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)

El artículo 18 de la Circular establece el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

Su valor se determina aplicando una retribución unitaria (RGS_{GNL}) de 0,50 €/MWh a las cantidades de gas natural facturadas en el año de gas desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo (GSF_{GNL}). Para los datos de gas natural facturado, “se tomarán los datos de la liquidación definitiva del año de gas «a» sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2021”.

Dado que dicha información no se tendrá hasta que finalice el propio año de gas, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que se efectuará una facturación equivalente a la informada al sistema de liquidaciones para el año de gas 2022.

Cuadro 12. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)

En Euros	MWh suministrados para Bunkering	Retribución por Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	422.323,59	211.161,79
Bahía Bizkaia Gas S.L.	21.560,84	10.780,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00
Total	443.884,42	221.942,21

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.5. Valores para publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, los Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) provisionales para el año de gas 2024 por empresa serían los que recoge el Cuadro 13.

Cuadro 13. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para el año de gas 2024.

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	25.283.438,97	11.330.146,72	6.482.183,93		211.161,79	43.306.931,41
Bahía Bizkaia Gas S.L.	6.309.310,41	2.179.503,47	2.790.020,92		10.780,42	11.289.615,21
Regasificadora Noroeste, S.A.	5.086.866,88	78.910,43	929.664,03		0,00	6.095.441,34
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	7.522.890,00	197.567,52	3.171.422,20		0,00	10.891.879,71
Total	44.202.506,25	13.786.128,14	13.373.291,08	0,00	221.942,21	71.583.867,68

Fuente: Elaboración Propia

4.1.4. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$)

Actualmente, en situación administrativa especial se encuentra la planta de regasificación del Puerto de El Musel que está afectada por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012²⁷, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones.

Asimismo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, estableció que con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, el Ministro de Industria, Energía y

²⁷ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Turismo (hoy Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) determinará la retribución por costes de operación y mantenimiento a percibir.

Con la disposición adicional primera del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, quedó restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo²⁸.

En fecha 28 de junio de 2022, la Dirección General de Política Energética y Minas emitió Resolución por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de El Musel, sujeta a una serie de condiciones, entre ellas, la obtención de una Resolución favorable de la CNMC sobre las condiciones económicas y de acceso para la prestación del servicio de capacidad que corresponda, conforme lo dispuesto en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Con fecha 2 de febrero de 2023, esta Comisión emite Resolución donde establece un régimen económico singular y de carácter temporal para la planta de regasificación de El Musel para la prestación, en régimen de acceso no regulado, de los servicios logísticos de carga de GNL en buques (en cualquiera de sus modalidades), descarga de buques y almacenamiento de GNL, a excepción de la capacidad de almacenamiento de GNL y, si fuera necesario, de descarga de buques requerida para la correcta prestación de los servicios de carga de cisternas de GNL y regasificación por la cantidad necesaria para la evacuación al sistema gasista del gas de boil-off generado en la planta de El Musel, que serían contratados bajo el régimen de acceso regulado.

El titular seguirá percibiendo la retribución transitoria hasta la fecha de inicio del devengo de los aspectos retributivos del régimen económico singular que, según la citada Resolución de la CNMC, ha de coincidir con el inicio de la prestación de los servicios logísticos de GNL en régimen de acceso no regulado según los contratos de largo plazo que se suscriban de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014.

La retribución transitoria introducida por el Real Decreto-ley 13/2012 y materializada por la Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014²⁹ y la Orden

²⁸ Según la misma, los titulares de las instalaciones afectadas que quieran proceder a la puesta en explotación total o parcial de las instalaciones para la prestación de uno o varios servicios de capacidad, deberán obtener, con carácter previo a la solicitud de acta de puesta en servicio total o parcial, una resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo.

²⁹ La Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014, reconoció una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, a la planta de regasificación para los años 2012, 2013 y 2014

IET/2736/2015³⁰, de 17 de diciembre, se encuadra en la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) dentro el régimen retributivo establecido en la Circular 9/2019. Las Órdenes ETU/1977/2016, ETU/1283/2017 y O. TEC/1367/2018 mantuvieron las praxis de sus predecesoras para determinar las cantidades provisionales de retribución financiera y costes de O&M a percibir en 2017, 2018 y 2019. Práctica que también han continuado aplicando las Resoluciones de la CNMC de 11 febrero, 20 mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022.

Atendiendo a lo anterior, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) para el año gas 2024 de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. sería de 24.942.330,65 €, de la suma de una retribución financiera de 20.777.785,85 € (resultante de aplicar la Tr de 5,44% al Valor Bruto recogido en la Resolución) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,80 €, tal y como recoge el Cuadro 14.

Cuadro 14. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) para el año de gas 2024.

En Euros (€)	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.
Retribución Transitoria Financiera Provisional	20.777.785,85
Retribución O&M Provisional	4.164.544,80
Retribución Año Gas 2021	24.942.330,65

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2024

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de regasificación para el año de gas 2024 (1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) sería la siguiente:

aplicando la tasa financiera pertinente al valor bruto de inversión de 381.944.592,90 € que estableció para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria

³⁰ El artículo 3 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, recogió que la retribución provisional a percibir por ENAGAS TRANSPORTE en concepto de costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014, 2015 y 2016 era de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013).

Previamente, con fecha 9 de julio de 2015, esta Comisión emitió informe sobre una Propuesta de Orden Ministerial (INF/DE/0028/15) que establecía la retribución por costes O&M de la Planta para los años 2013, 2014 y 2015. La misma determinaba el carácter definitivo de la retribución del año 2013 (5.205.681 €) y el carácter provisional de las correspondientes a los años 2014 y 2015 (80% del valor reconocido en 2013) hasta disponer de los valores definitivos una vez conocidas las correspondientes auditorías.

Cuadro 15. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2024

En Euros	Retribución por Inversión	Retribución por O&M	Retribución por ARPE	Retribución por RSAE	Retribución por RIIT	Retribución TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	61.082.318,53	117.203.411,57	43.306.931,41	24.942.330,65		246.534.992,16
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.243.277,34	26.756.794,29	11.289.615,21			50.289.686,84
Regasificadora Noroeste, S.A.	16.666.810,79	18.384.936,88	6.095.441,34			41.147.189,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	27.298.165,85	31.288.851,57	10.891.879,71			69.478.897,13
Total	117.290.572,51	193.633.994,31	71.583.867,68	24.942.330,65	0,00	407.450.765,14

Fuente: Elaboración Propia

4.2. Retribución de la Actividad de Transporte

4.2.1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$)

Al igual que en la actividad de regasificación, la retribución devengada por inversión en instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024 de cada empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada del Censo de Instalaciones prevista por el artículo 5 de la Circular 9/2019. Por tanto, son de aplicación las mismas consideraciones que se realizaron para la actividad de regasificación.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para año de gas 2024 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 16. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024 desglosada por componentes retributivo

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Instalaciones pdte. Amortizar a 30-sept-23	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RFNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.242.708.756,17	39.112.213,20	2.038.351.193,49	112.692.947,30	110.878.002,22	2.127.704,40	225.698.653,92
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	248.749.143,08	802.070,25	113.230.073,85	4.670.690,66	6.159.362,96	43.632,62	10.873.686,24
Regasificadora Noroeste, S.A.	66.086.882,31	315.761,36	37.903.971,45	1.583.007,39	2.061.976,05	17.177,42	3.662.160,86
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	48.169,07	2.019.032,79	89.920,42	109.835,38	2.620,40	202.376,20
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	166.512,55	30.527.557,25	1.237.334,24	1.660.699,11	9.058,28	2.907.091,64
Redexis Infraestructuras, S.L.	230.642.429,94	529.005,05	162.125.232,11	5.965.804,63	8.819.612,63	28.777,87	14.814.195,13
Redexis, S.A.	199.035.716,10	634.004,57	126.548.106,57	5.001.362,94	6.884.217,00	34.489,85	11.920.069,79
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	42.692,43	10.688.546,15	369.332,26	581.456,91	2.322,47	953.111,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	101.926,28	25.100.686,84	847.211,29	1.365.477,36	5.544,79	2.218.233,45
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	58.602,75	15.268.691,71	610.153,94	830.616,83	3.187,99	1.443.958,75
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	34.175,93	19.027.210,32	798.661,51	1.035.080,24	1.859,17	1.835.600,92
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	42.000,81	19.508.389,03	858.651,45	1.061.256,36	2.284,84	1.922.192,66
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	142.616.717,83	317.291,04	25.706.871,86	1.553.659,67	1.398.453,83	17.260,63	2.969.374,13
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	22.313,08	6.508.806,24	255.365,08	354.079,06	1.213,83	610.657,97
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	23.969,29	9.554.006,93	369.385,16	519.737,98	1.303,93	890.427,07
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.495,38	564.984,57	26.309,71	30.735,16	81,35	57.126,22
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.135,40	603.051,28	20.789,00	32.805,99	61,77	53.656,75
Total	6.344.567.562,33	42.253.338,46	2.643.236.412,44	136.950.586,66	143.783.405,07	2.298.581,61	283.032.573,34

Fuente: Elaboración Propia

La retribución anterior desglosada por las tipologías de instalaciones con VV.UU. de referencia de O&M se recoge el Cuadro 17.

Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2024 desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos

En Euros	GASODUCTO (OL+Pos+Gas Talón)	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	182.776.359,89	36.366.956,40	5.762.051,90	373.143,69	420.142,03	225.698.653,92
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.358.253,05	0,00	515.433,19	0,00	0,00	10.873.686,24
Regasificadora Noroeste, S.A.	3.512.082,72	0,00	150.078,13	0,00	0,00	3.662.160,86
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	202.376,20	0,00	0,00	0,00	0,00	202.376,20
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.576.702,14	0,00	330.389,50	0,00	0,00	2.907.091,64
Redexis Infraestructuras, S.L.	13.365.409,88	0,00	1.448.785,25	0,00	0,00	14.814.195,13
Redexis, S.A.	10.568.199,07	0,00	1.351.870,72	0,00	0,00	11.920.069,79
Redexis Gas Murcia, S.A.	862.043,24	0,00	91.068,40	0,00	0,00	953.111,64
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.037.261,95	0,00	180.971,50	0,00	0,00	2.218.233,45
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.324.231,74	0,00	119.727,02	0,00	0,00	1.443.958,75
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.633.705,66	0,00	201.895,25	0,00	0,00	1.835.600,92
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.704.927,23	0,00	217.265,43	0,00	0,00	1.922.192,66
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.620.907,86	0,00	348.466,27	0,00	0,00	2.969.374,13
NEDGIA NAVARRA, S.A.	557.094,05	0,00	53.563,92	0,00	0,00	610.657,97
NEDGIA RIOJA, S.A.	773.771,89	0,00	116.655,18	0,00	0,00	890.427,07
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	46.664,41	0,00	10.461,81	0,00	0,00	57.126,22
NEDGIA, S.A.	53.656,75	0,00	0,00	0,00	0,00	53.656,75
Total	234.973.647,73	36.408.988,82	10.898.683,48	373.143,69	420.142,03	283.032.573,34

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$)

Al igual que en la actividad de regasificación, de acuerdo con el artículo 12 de la Circular 9/2019, la retribución de una empresa devengada por la operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones ($RO&M_a^e$) para el año de gas 2024 se obtiene imputando $\frac{1}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2023 y $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2024, siendo de aplicación las mismas consideraciones que se realizaron para la actividad de regasificación.

En los siguientes puntos, se establece la retribución por O&M del año natural por los conceptos: retribución costes de O&M a valores unitarios ($COM_{VU,n}^{i,A}$), retribución O&M directos de instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$), y retribución por otros costes de O&M no incluidos en los valores unitarios de O&M ($OCOM_n^A$), así como la retribución total para año de gas 2024 por costes de O&M.

4.2.2.1. Retribución por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M a la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

Atendiendo a lo indicado en puntos anteriores, se reconoce la retribución provisional para cada uno de los años naturales del periodo 2021-2024 por

aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VV,n}^{i,A}$) que recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 18. Retribución provisional para cada año natural del periodo 2021-2024 por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VV,n}^{i,A}$)

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	59.074.307,08	26.473.025,95	18.055.440,39	0,00	0,00	103.602.773,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.643.070,37	0,00	1.337.600,22	0,00	0,00	3.980.670,59
Regasificadora Noroeste, S.A.	749.536,42	0,00	201.443,99	0,00	0,00	950.980,40
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15	0,00	0,00	0,00	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	834.852,28	0,00	526.773,77	0,00	0,00	1.361.626,06
Redexis Infraestructuras, S.L.	2.951.381,33	0,00	2.592.886,39	0,00	0,00	5.544.267,72
Redexis, S.A.	3.998.846,91	0,00	1.572.879,47	0,00	0,00	5.571.726,38
Redexis Gas Murcia, S.A.	277.684,06	0,00	98.271,22	0,00	0,00	375.955,28
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	358.155,18	0,00	324.660,14	0,00	0,00	682.815,32
NEDGIA CEGAS, S.A.	762.017,41	0,00	198.493,97	0,00	0,00	960.511,38
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	595.264,23	0,00	229.433,59	0,00	0,00	824.697,83
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	604.888,53	0,00	244.600,32	0,00	0,00	849.488,85
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.525.216,19	0,00	2.160.825,11	0,00	0,00	4.686.041,30
NEDGIA NAVARRA, S.A.	163.736,31	0,00	76.025,29	0,00	0,00	239.761,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	228.407,06	0,00	171.237,38	0,00	0,00	399.644,44
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	25.317,84	0,00	19.655,13	0,00	0,00	44.972,97
NEDGIA, S.A.	5.825,51	0,00	0,00	0,00	0,00	5.825,51
Total	75.849.841,87	26.473.025,95	27.810.226,39	0,00	0,00	130.133.094,21

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.2. Retribución de O&M por instalaciones singulares de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada ($COM_{sing,n}^{i,A}$)

Actualmente, las únicas instalaciones singulares con derecho a retribución individualizada son los gasoductos Denia-Ibiza-Mallorca, la estación de compresión de Denia y resto de instalaciones asociadas. Atendiendo a lo indicado con anterioridad, la retribución provisional de O&M por instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$) para cada año natural del periodo 2021-2024 es la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 19. Retribución provisional de O&M para cada año natural del periodo 2021-2024 por instalaciones singulares ($COM_{sing,n}^{i,A}$)

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	3.703.495,43	575.900,00	173.284,57	0,00	0,00	4.452.680,00

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.3. Retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$)

4.2.2.3.1. Gastos de explotación activados, o COPEX

Para los gastos de explotación activados, se aplicarán los mismos criterios descritos anteriormente para la actividad de regasificación.

Se tomarán como retribución provisional de los gastos de explotación activados en el año natural 2024 en la actividad de transporte, las cuantías de retribución anual provisional recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC³¹, para COPEX, y cuyos valores se recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 20. Retribución provisional año natural 2024 por COPEX

En Euros	COPEX 2024s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	385.548,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	198.279,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.691.787,78
Redexis, S.A.	1.858.521,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	126.233,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	49.038,54
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	154.198,93
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.291.392,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	4.655,05
NEDGIA, S.A.	188,56
Total	30.345.884,01

Fuente: Elaboración Propia

Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc., que traigan como consecuencia un reconocimiento definitivo de retribución por COPEX para 2024 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantienen para el año natural 2024 las cuantías máximas de inversión en COPEX realizable que estableció la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC, para el año 2021. Todo ello sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una

³¹ Por la que se estableció la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

de las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 (Anexo I de esta Memoria).

Cuadro 21. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2024 para transporte

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2024
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	723.381,50
Regasificadora Noroeste, S.A.	513.035,43
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.407.149,66
Redexis, S.A.	6.248.749,09
Redexis Gas Murcia, S.A.	470.657,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	971.094,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	171.572,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.112.660,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	39.571,00
NEDGIA, S.A.	28.390,00
Total	41.272.300,39

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.3.2. Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

Determinada la retribución asociada a los COPEX, para establecer la retribución provisional asociada al resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) se aplicarán, como en el caso de la actividad de regasificación, los siguientes criterios.

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación, se tomará el coste de 2022 pendiente de auditar informado por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis y cotejos preliminares realizados por la CNMC. En ausencia de esta información, se toma el coste previsto para dicho año en la Resolución de 19 de mayo de 2022.
- ii. Se considera un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021, siguiendo el criterio ya utilizado con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero y 20 de mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022.

De la aplicación de lo descrito, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por el resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) diferentes a los COPEX.

Cuadro 22. Retribución provisional para los años naturales 2023 y 2024 por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Gas de Operación	Δ tasas de ocupación del dominio público	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.619.109,96	3.603.236,27	107.978.254,81	0,00	114.200.601,04
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	825.033,16	0,00	825.033,16
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	6.067,97	0,00	6.067,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00	0,00	110.430,93	0,00	114.193,93
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00	0,00	504.690,45	0,00	529.184,45
Redexis, S.A.	847,00	0,00	382.394,21	0,00	383.241,21
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	13.461,85	0,00	13.461,85
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00	0,00	18.630,12	0,00	19.370,12
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	989,54	0,00	989,54
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00	0,00	13.756,20	0,00	69.256,20
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	148.279,31	0,00	148.279,31
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	6.558,24	0,00	6.558,24
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	30.206,81	0,00	30.206,81
Total	2.704.453,96	3.603.236,27	110.038.753,60	0,00	116.346.443,83

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.4. Valores para publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, las retribuciones provisionales por operación y mantenimiento ($RO&M_n^e$) para los años naturales 2023 y 2024 por empresa serían las que recogen los siguientes cuadros.

Cuadro 23. Retribución provisional los años naturales 2023 y 2024 por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_n^e$)

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.602.773,42	4.452.680,00	24.156.001,15	114.200.601,04	246.412.055,61
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	825.033,16	5.191.252,46
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		198.279,97	6.067,97	1.155.328,34
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0,00	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0,00	114.193,93	1.475.819,99
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	529.184,45	7.765.239,95
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	383.241,21	7.813.488,59
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	13.461,85	515.650,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	19.370,12	751.223,98
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	989,54	1.134.160,42
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	69.256,20	1.048.152,96
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	148.279,31	1.198.335,16
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	6.558,24	5.983.991,74
NEDGIA NAVARRA, S.A.	239.761,61		14.745,00	0,00	254.506,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	399.644,44		42.067,50	0,00	441.711,94
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	44.972,97		4.655,05	0,00	49.628,02
NEDGIA, S.A.	5.825,51		188,56	30.206,81	36.220,88
Total	130.133.094,21	4.452.680,00	30.345.884,01	116.346.443,83	281.278.102,05

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2024 (de 1 de octubre a 30 de septiembre) le corresponderían $\frac{1}{4}$ de la retribución determinada para el año natural 2023 y $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada para el año natural 2024. Como ambos años naturales tienen la misma retribución provisional prevista, los valores provisionales para el año de gas 2024 coincide con ellos.

4.2.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$)

Al igual que en la actividad de regasificación, los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$), según el artículo 14 de la Circular 9/2019, se compone de cinco conceptos retributivos: la retribución por extensión de vida útil de las instalaciones ($REUV_a^e$), la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e), el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas de gas (IM_a^e) y el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

En los siguientes epígrafes se desarrollan los cuatro primeros conceptos, habida cuenta que los incentivos por mermas solo podrán ser calculados una vez disponible la información real.

4.2.3.1. Retribución por Extensión de Vida Útil ($REUV_a^e$)

Según el artículo 15 de la Circular 9/2019, la Retribución por Extensión de Vida Útil de una empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que tenga derecho ella por continuar en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Dado que la acreditación de disponibilidad efectiva de las instalaciones se realiza una vez acabado el año, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que las instalaciones están en plena disponibilidad.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconoce la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REUV_a^e$), provisional para año de gas 2024, por empresa que recoge el Cuadro 24.

Cuadro 24. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REVU_a^e), para año de gas 2024

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.695.085,67	2.299.091,67	2.421.780,71	0,00	0,00	7.415.958,04
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A..	0,00	0,00	154.925,60	0,00	0,00	154.925,60
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	6.072,50	0,00	0,00	0,00	0,00	6.072,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	113.994,67	0,00	518.856,46	0,00	0,00	632.851,13
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	2.815.152,83	2.299.091,67	3.095.562,77	0,00	0,00	8.209.807,27

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.2. Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)

Al igual que en la actividad de regasificación, aplicando el coeficiente correspondiente al año de gas 2024 (50%) recogido en disposición adicional octava de la Circular 9/2019, a los valores provisionales de RCS de 2020 que se han determinado para cada empresa, según la metodología recogida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se obtiene la siguiente retribución por RCS para el año de gas 2024.

Cuadro 25. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2024 (RCS_a^{e,A})

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 - RCS ₂₀₂₀ ^{e,A}	Retribución RCS 2024 (1-oct a 30-sept) - RCS ₂₀₂₀ ^{e,2024}
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	192.942.746,91	96.471.373,46
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.880.677,37	3.440.338,69
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.984.346,78	992.173,39
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	150.429,93	75.214,97
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.867.649,06	933.824,53
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.862.132,22	3.431.066,11
Redexis, S.A.	8.158.436,48	4.079.218,24
Redexis Gas Murcia, S.A.	552.667,04	276.333,52
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.023.870,66	511.935,33
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.115.807,42	557.903,71
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	990.192,34	495.096,17
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.133.332,16	566.666,08
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.359.261,72	2.679.630,86
NEDGIA NAVARRA, S.A.	397.646,86	198.823,43
NEDGIA RIOJA, S.A.	543.890,02	271.945,01
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	35.466,16	17.733,08
NEDGIA, S.A.	28.710,20	14.355,10
Total	230.027.263,33	115.013.631,67

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.3. Retribución por mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a)

Al igual que se ha hecho para la actividad de regasificación, el artículo 17 de la Circular 9/2019 establece la forma de cálculo. Para ello, se tendrá en cuenta los valores unitarios aplicables del periodo anterior, las instalaciones en servicio al finalizar el periodo, y los costes de la empresa que se han utilizado para determinar los valores unitarios de O&M en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026. El incentivo para la empresa es retener el 50% de la mejora observada.

Como los valores unitarios del periodo anterior también contienen una valoración implícita de conceptos de costes que no recogen los nuevos valores unitarios del periodo 2021-2026 es necesario determinar una retribución equiparable tal y como recoge el siguiente cuadro.

Para dichos cálculos, se ha considerado que lo más adecuado es mantener los valores de “Retribución O&M por $VVUU_{Fijos}$ 2015-2020” utilizados con motivo de las anteriores resoluciones de la CNMC hasta tener constancia de que todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2020 con derecho a retribución individualizada hayan sido incluidas con carácter definitivo en el régimen retributivo, evitando, de esta forma, ajustes menores recurrentes por la modificación y la caracterización de las instalaciones puestas en servicio en el periodo 2015-2020 tras la publicación de resoluciones de inclusión definitiva en el régimen retributivo del Ministerio como las dictadas durante 2021 y siguientes.

Cuadro 26. Determinación de la Retribución por O&M $VVUU$ 2015-2020 Equiparables a los Nuevos $VVUU$ 2021-2026

En Euros	Retribución O&M $VVUU_{Fijos}$ 2015-2020	COPEX Implícitos en $VVUU$ 2015-20	Costes Auditados implícitos en $VVUU_{2018-19}$ (THT)	Retribución O&M $VVUU$ 2015-20 Equiparables a Nuevos $VVUU$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	165.968.228,06	14.911.882,11	2.212.801,76	148.843.544,19
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	5.845.038,56	525.163,92	0,00	5.319.874,63
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.635.634,27	146.958,16	0,00	1.488.676,11
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	107.473,22	9.656,23	0,00	97.816,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.669.284,08	149.981,52	3.763,00	1.515.539,55
Redexis Infraestructuras, S.L.	7.571.966,44	680.324,62	24.494,00	6.867.147,83
Redexis, S.A.	5.707.850,46	512.837,87	847,00	5.194.165,59
Redexis Gas Murcia, S.A.	365.739,01	32.860,85	0,00	332.878,16
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.006.256,39	90.409,93	740,00	915.106,45
NEDGIA CEGAS, S.A.	761.037,34	68.377,54	0,00	692.659,80
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	777.868,25	69.889,76	55.500,00	652.478,49
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	846.476,97	76.054,10	0,00	770.422,87
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	6.097.477,61	547.845,02	0,00	5.549.632,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	265.426,92	23.848,03	0,00	241.578,89
NEDGIA RIOJA, S.A.	487.151,78	43.769,52	0,00	443.382,26
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	50.698,89	4.555,18	0,00	46.143,71
NEDGIA, S.A.	3.869,05	347,63	0,00	3.521,42
Total	199.167.477,29	17.894.762,00	2.298.145,76	178.974.569,53

Fuente: Elaboración Propia

Con dichos datos, la mejora de productividad provisional que se obtiene para cada empresa es la retribución recogida en el siguiente cuadro:

Cuadro 27. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP_a^e)

En Euros	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-2026	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	148.843.544,19	100.710.162,81	48.133.381,38	50%	24.066.690,69
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	5.319.874,63	4.205.211,80	1.114.662,83	50%	557.331,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.488.676,11	1.079.169,67	409.506,44	50%	204.753,22
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	97.816,99	108.645,47	-10.828,48	50%	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.515.539,55	376.677,26	1.138.862,29	50%	569.431,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.867.147,83	3.437.860,28	3.429.287,55	50%	1.714.643,77
Redexis, S.A.	5.194.165,59	7.811.839,84	-2.617.674,25	50%	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	332.878,16	312.233,69	20.644,47	50%	10.322,23
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	915.106,45	1.154.672,13	-239.565,68	50%	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	692.659,80	841.569,28	-148.909,48	50%	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	652.478,49	711.650,52	-59.172,03	50%	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	770.422,87	470.351,48	300.071,39	50%	150.035,69
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.549.632,59	3.446.544,18	2.103.088,41	50%	1.051.544,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	241.578,89	222.930,09	18.648,80	50%	9.324,40
NEDGIA RIOJA, S.A.	443.382,26	27.299,27	416.082,99	50%	208.041,49
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	46.143,71	127.014,31	-80.870,60	50%	0,00
NEDGIA, S.A.	3.521,42	3.130.036,61	-3.126.515,19	50%	0,00
Total	178.974.569,53	128.173.868,69	50.800.700,84		28.542.118,27

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.4. Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)

El artículo 18 de la Circular establece el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e). Su valor se determina aplicando una retribución unitaria (RGS_{EESS}) de 0,50 €/MWh a las cantidades de gas natural facturadas en el año de gas en puntos de suministro conectados a la red de transporte correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular (GSF_{EESS}), que “se tomarán los datos de la liquidación definitiva del año de gas «a» sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2021”.

Para establecer el incentivo provisional por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular desde la red de transporte, se utiliza la información declarada para la liquidación 14/2022 asociada puntos de suministro conectados a redes de P > 60 bar que hayan facilitado toda la información de detalle y datos identificativos del punto a través del fichero CUPS al Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas³². El gas suministrado para su venta como gas natural vehicular desde redes de 16 < P < 60 bar, se consideran realizadas por la actividad de distribución salvo que el transportista disponga únicamente de redes de transporte, en cuyo caso también se computará para el incentivo calculado en este epígrafe.

³² Según la Norma Liquid Gas

Cuadro 28. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)

En Euros	MWh suministrados para Gas Vehicular	Retribución por Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	686,34	343,17
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.		
Regasificadora Noroeste, S.A.		
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.		
Gas Extremadura Transportista, S.L.		
Redexis Infraestructuras, S.L.		
Redexis, S.A.		
Redexis Gas Murcia, S.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.		
Total	686,34	343,17

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.5. Valores para publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconocen los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para año de gas 2024 por empresa que recoge el Cuadro 29.

Cuadro 29. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para año de gas 2024

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	96.471.373,46	7.415.958,04	24.066.690,69		343,17	127.954.365,36
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.440.338,69	154.925,60	557.331,42			4.152.595,70
Regasificadora Noroeste, S.A.	992.173,39	0,00	204.753,22			1.196.926,61
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	75.214,97	0,00	0,00			75.214,97
Gas Extremadura Transportista, S.L.	933.824,53	0,00	569.431,15			1.503.255,68
Redexis Infraestructuras, S.L.	3.431.066,11	0,00	1.714.643,77			5.145.709,88
Redexis, S.A.	4.079.218,24	0,00	0,00			4.079.218,24
Redexis Gas Murcia, S.A.	276.333,52	0,00	10.322,23			286.655,75
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	511.935,33	0,00	0,00			511.935,33
NEDGIA CEGAS, S.A.	557.903,71	6.072,50	0,00			563.976,21
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	495.096,17	0,00	0,00			495.096,17
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	566.666,08	0,00	150.035,69			716.701,77
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.679.630,86	632.851,13	1.051.544,20			4.364.026,19
NEDGIA NAVARRA, S.A.	198.823,43	0,00	9.324,40			208.147,83
NEDGIA RIOJA, S.A.	271.945,01	0,00	208.041,49			479.986,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	17.733,08	0,00	0,00			17.733,08
NEDGIA, S.A.	14.355,10	0,00	0,00			14.355,10
Total	115.013.631,67	8.209.807,27	28.542.118,27	0,00	343,17	151.765.900,38

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2024

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de transporte para el año de gas 2024 (1 de octubre a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 30. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2024

En Euros	Retribución por Inversión	Retribución por O&M	Retribución por ARPE	Retribución por RSAE	Retribución por RIIT	Retribución TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	225.698.653,92	246.412.055,61	127.954.365,36			600.065.074,89
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.873.686,24	5.191.252,46	4.152.595,70			20.217.534,40
Regasificadora Noroeste, S.A.	3.662.160,86	1.155.328,34	1.196.926,61			6.014.415,81
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	202.376,20	51.335,15	75.214,97			328.926,32
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.907.091,64	1.475.819,99	1.503.255,68			5.886.167,30
Redexis Infraestructuras, S.L.	14.814.195,13	7.765.239,95	5.145.709,88			27.725.144,97
Redexis, S.A.	11.920.069,79	7.813.488,59	4.079.218,24			23.812.776,61
Redexis Gas Murcia, S.A.	953.111,64	515.650,25	286.655,75			1.755.417,63
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.218.233,45	751.223,98	511.935,33			3.481.392,76
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.443.958,75	1.134.160,42	563.976,21			3.142.095,39
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.835.600,92	1.048.152,96	495.096,17			3.378.850,04
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.922.192,66	1.198.335,16	716.701,77			3.837.229,59
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.969.374,13	5.983.991,74	4.364.026,19			13.317.392,07
NEDGIA NAVARRA, S.A.	610.657,97	254.506,61	208.147,83			1.073.312,41
NEDGIA RIOJA, S.A.	890.427,07	441.711,94	479.986,50			1.812.125,51
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	57.126,22	49.628,02	17.733,08			124.487,32
NEDGIA, S.A.	53.656,75	36.220,88	14.355,10			104.232,73
Total	283.032.573,34	281.278.102,05	151.765.900,38	0,00	0,00	716.076.575,77

Fuente: Elaboración Propia

A efectos de la Circular 6/2020, se desglosan los importes totales diferenciando entre aquellos que son imputables a la red troncal de transporte y resto.

Cuadro 31. Desglose de la Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2024 entre la imputable a la red troncal y el resto

En Euros	Retribución por Inversión	Retribución por O&M	Retribución por ARPE	Retribución por RSAE	Retribución por RIIT	Retribución TOTAL
Red Troncal	202.913.963,98	201.522.333,74	108.393.195,38			512.829.493,11
Resto	80.118.609,36	79.755.768,31	43.372.705,00			203.247.082,67
Total	283.032.573,34	281.278.102,05	151.765.900,39	0,00	0,00	716.076.575,78

Fuente: Elaboración Propia

5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2024.

La Retribución de los activos de la actividad de distribución se establece para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas u otras instalaciones o servicios con precios regulados que resulten de la aplicación de las Leyes 34/1998, de 7 de octubre, y 18/2014, de 15 de octubre (contadores, derechos de alta, inspecciones, etc.).

La retribución anual es la resultante de sumar cuatro conceptos: la retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE), la retribución por desarrollo de mercado (RDM), la retribución transitoria de distribución (RTD) y el incentivo por la liquidación de las mermas de gas (IM), todo ello sin perjuicio de los posibles ajustes que se dieran, bien por importes asociados a productos y servicios conexos, o bien por incumplimiento del principio de prudencia financiera.

En los siguientes puntos, se determinan los tres primeros conceptos retributivos, pues el incentivo por mermas solo podrá ser calculado con la información real.

También se desarrolla en este epígrafe, lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la Circular 4/2020 relativa a la regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 como consecuencia del cambio de procedimiento que establece la Circular respecto al Anexo X de la Ley 18/2014 para determinar la variación de puntos de suministro a considerar para determinar la retribución por desarrollo de mercado (la metodología de la Circular determina las variaciones de número de puntos entre dos fechas, mientras que la del Anexo de la Ley 18/2014 calcula la variación entre el número medio de dos años consecutivos).

5.1. Retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE)

Según el artículo 6 de la Circular 4/2020, la retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE) de una distribuidora se obtiene sustrayendo el ajuste retributivo de la actividad de distribución en el periodo regulatorio 2021-2026 (ADD) a la retribución por distribución 2020 calculada según el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La ADD aplicable se establece en la Resolución de 17 de diciembre de 2020 de la CNMC, y la retribución de 2020 se determinan en el epígrafe 6 de esta Memoria. El siguiente cuadro recoge la determinación de la RDE provisional.

Cuadro 32. Determinación de la Retribución Base (RDE) provisional

	Retribución 2020 por Anexo X Ley 18/2014	Ajustes Retribución Distribución (AAD)	Retribución Base Anual (RDE)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.830.542,10	1.034.305,00	11.796.237,10
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56		92.471,56
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45		102.127,45
Madrileña Red De Gas, S.A.	144.094.527,78	24.516.919,00	119.577.608,78
Redexis, S.A.	89.757.880,10	9.596.229,00	80.161.651,10
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.624.930,41	2.020.082,00	14.604.848,41
Nortegas Energía Distribución, S.A.	101.037.974,15	19.116.707,00	81.921.267,15
Ned España Distribución Gas, S.A.U	69.927.049,13	11.903.055,00	58.023.994,13
Tolosa Gas, S.A	751.537,98	125.356,00	626.181,98
Nedgia Andalucía, S.A.	63.007.529,12	10.643.174,00	52.364.355,12
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.674.289,23	3.352.956,00	45.321.333,23
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.767.649,96	6.406.309,00	72.361.340,96
Nedgia Catalunya, S.A.	390.821.868,41	83.269.407,00	307.552.461,41
Nedgia Cegas, S.A.	119.227.757,21	23.769.889,00	95.457.868,21
Nedgia Galicia, S.A.	40.652.009,96	3.809.283,00	36.842.726,96
Nedgia Madrid, S.A.	150.626.670,05	31.037.897,00	119.588.773,05
Nedgia Navarra, S.A.	34.391.584,47	3.110.413,00	31.281.171,47
Nedgia Rioja, S.A.	15.426.832,55	1.447.377,00	13.979.455,55
Nedgia Aragon, S.A	6.473.092,84	1.244.016,00	5.229.076,84
Nedgia, S.A	15.179.652,52	2.635.972,00	12.543.680,52
Total	1.398.467.976,98	239.039.346,00	1.159.428.630,98

Fuente: Elaboración Propia

5.2. Retribución por desarrollo de mercado

La retribución por desarrollo de mercado es una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado asociada a las variaciones respecto al año 2020 del número de puntos de suministro y del gas suministrado.

Más específicamente, se retribuye en función de la variación respecto a los valores alcanzados a 31 de diciembre de 2020: del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios gasificados (aquellos con gas desde hace seis años o más) y en municipios de reciente gasificación (aquellos con gas desde hace cinco años o menos); la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar (distinguiendo entre aquellos con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, entre 50 MWh y 8 GWh, y superior a 8 GWh); y la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar.

Además, se establecen dos incentivos, uno por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular, y otro por el gas suministrado a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar puestos en servicio

desde del 31 de diciembre de 2020, este último con una duración limitada de cinco años.

Según el artículo 7 de la Circular 4/2020, la retribución provisional por desarrollo de mercado (RDM) “*se determina con la información declarada al sistema de liquidaciones*”.

- “*La información relativa al número de puntos de suministro se obtendrá del valor declarado en la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1» disponible en el momento de cálculo*”, en nuestro caso la liquidación 04/2023.
- “*La información relativa a la cantidad de gas suministrado y facturado a puntos de suministro se obtendrá a partir de los datos disponibles con la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1»*”, en nuestro caso la liquidación 04/2023, “*considerando como datos correspondientes al año de gas «a» los acumulados de los últimos doce meses de facturación*”, es decir la información declarada entre la liquidación 05/2022 y la liquidación 04/2023, ambas incluidas.
- De acuerdo con las letras b) y c) del apartado 2 del artículo 7 de la Circular, la cantidad de gas natural facturada en el año natural 2020 no considerará cantidades anteriores a 1 de enero de 2020 y la del año de gas 2024 no contemplará cantidades anteriores a 1 de enero de 2021.

La retribución por variación del número de puntos de suministro conectados a redes con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar, se calcula con la diferencia entre el número de puntos en servicio a 30 de septiembre del año de gas y a 31 de diciembre de 2020 tanto en municipios ya gasificados (más de 5 años con gas) como en los de reciente gasificación. Para determinar dichos valores, en primer lugar, se identifican para cada año, tal y como recoge el anexo IV, los municipios de reciente gasificación según lo dispuesto en el artículo 7.3 y la Disposición Transitoria Tercera de la Circular 4/2020; posteriormente, se determina el número de puntos de suministro en ellos con la última información disponible tanto para el año 2020 (liquidación definitiva 2020) como para el año 2024 (liquidación 04/2023).

Determinado el número de los puntos de suministro en los municipios de reciente gasificación, el número de puntos de suministro para el resto de los municipios se obtiene trayéndolo al número total de puntos de suministro.

Como se ha indicado en los epígrafes sobre la retribución por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$) de las actividades de regasificación y transporte, nos encontramos en

un escenario excepcional para el sector energético. De hecho, tras la implementación de las medidas para reducir los niveles de consumo del gas natural, se ha observado una contracción importante de la demanda en el periodo octubre 2022 a enero 2023 respecto al mismo periodo doce meses antes. A la hora de determinar la retribución provisional de 2024, dicha contracción haría que se considerara una demanda asociada a los últimos doce meses de facturación inferior a la existente en el año 2020, provocando que la retribución provisional por desarrollo de mercado de 2024 fuera negativa. Teniendo en cuenta lo anterior y vista la incertidumbre sobre la evolución de la demanda tanto en el año de gas 2023 como en años futuros, se considera más adecuado utilizar la caracterización del mercado del año de gas 2022 (liquidación 14/2022) para determinar la retribución por desarrollo de mercado de 2024.

Por su parte, para establecer el incentivo provisional por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y por la demanda de nuevos Puntos de Suministro conectados en 2024 a redes de Presión entre 4 y 60 bar, se utiliza la información disponible en la liquidación 14/2022 asociada puntos de suministro que hayan facilitado toda la información de detalle y datos identificativos del punto a través del fichero CUPS al Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas.

En el Cuadro 33 se recoge, por empresa, la caracterización del mercado para el cálculo, mientras el Cuadro 34 recoge el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2024.

Cuadro 33. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2024 por Empresa

	Puntos de Suministro (PS) conectados a redes P<4bar en Municipio Reciente Gasificación a			Puntos de Suministro (PS) conectados a redes P<4bar en Resto Municipios Gasificados a			Demanda (MWh) de puntos suministro conectados a P<4bar y Consumo ≤ 50MWh/año			Demanda (MWh) de puntos suministro conectados a P<4bar y 50MWh/año < Consumo ≤ 8GW/año			Resto Demanda (MWh) de puntos suministro conectados a P<60 bar			Demanda (MWh) de puntos suministro conectados a P>60 bar		
	31-12-20 Definitiva	30-09-24 Ult LIQ disp	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	31-12-20 Definitiva	30-09-24 Ult LIQ disp	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-24 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{50MWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-24 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-24 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-24 Ult LIQ disp	Variació
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	73	62	78.297	83.211	4.914	319.422,88	325.795,94	6.373,06	145.337,59	157.779,82	12.442,23	1.668.446,86	1.662.579,12	-5.867,74	0,00	0,00	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	487	894	407	0	796	796	3.807,76	12.493,37	8.685,61	8.108,52	14.882,04	6.773,52	0,00	10.195,63	10.195,63	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	87	4	81,94	12.987,20	12.905,26	20.614,73	37.415,52	16.800,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	898.393	8.945	5.923.763,89	5.595.893,41	-327.870,48	2.710.338,85	2.980.011,24	269.672,39	1.439.846,56	1.524.112,61	84.266,05	0,00	0,00	0,00
Redexis, S.A.	15.367	6.823	-8.544	517.521	543.319	25.798	2.521.495,49	2.730.360,35	208.864,86	2.175.857,07	2.507.079,53	331.222,46	7.854.140,06	7.008.366,87	-845.773,20	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	1.644	411	97.688	97.355	-333	300.402,80	317.394,82	16.992,01	172.953,32	205.742,74	32.789,42	1.942.164,58	2.158.853,42	216.688,84	20.858.187,77	16.602.178,24	-4.256.009,53
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	1.103	12	552.752	559.880	7.128	2.580.967,954	2.654.267,022	73.299,068	1.913.071,902	2.227.438,794	314.366,892	10.782.405,716	10.733.024,725	-49.380,991	1.787.739	1.188.255	-599.484
Ned España Distribución Gas, S.A.	210	57	-153	406.339	411.507	5.168	1.640.798,247	1.631.636,051	-9.162,196	1.083.961,539	1.255.939,762	171.978,223	7.063.695,566	6.188.619,825	-875.075,741	2.323.341,891	1.928.831,124	-394.510,767
Tolosa Gas, S.A	0	0	0	5.176	5.227	51	25.358,347	27.385,968	2.027,621	15.589,720	18.462,766	2.873,046	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	395.826	-10.893	953.722,29	954.830,451	1.108,16	763.209,01	920.714,02	157.505,01	5.909.066,69	5.264.160,72	-644.905,97	16.898.924,66	13.968.219,34	-2.930.705,31
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	2.178	-2.249	268.898	273.945	5.047	1.768.107,80	1.838.820,58	70.712,78	734.844,83	757.964,06	23.119,23	5.008.275,85	4.661.698,68	-346.577,17	6.618.986,48	4.799.222,55	-1.819.763,93
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	1.832	-5.517	454.544	464.250	9.706	3.047.213,67	3.121.728,20	74.514,53	2.478.090,52	2.629.339,99	151.249,47	632.642,13	594.912,30	-37.729,82	0,00	0,00	0,00
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	4.506	-8.404	2.172.208	2.163.862	-8.346	10.447.236,79	10.535.147,45	87.910,66	3.336.625,50	3.971.755,60	635.130,09	33.947.272,78	31.792.125,44	-2.155.147,34	158.919,40	187.408,03	28.488,63
Nedgia Cegas, S.A.	814	483	-331	643.109	623.555	-19.554	1.912.601,15	1.962.810,53	50.209,38	784.643,05	949.727,71	165.084,66	20.039.311,27	22.334.912,30	2.295.601,04	7.089.708,20	6.139.530,44	-950.177,76
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	5.145	-6.341	281.060	288.544	7.484	1.196.862,67	1.169.923,93	-26.938,74	764.456,19	836.377,36	71.921,17	413.244,18	362.992,78	-50.251,40	0,00	0,00	0,00
Nedgia Madrid, S.A.	837	0	-837	902.261	901.283	-978	4.845.589,43	4.803.262,33	-42.327,09	4.349.168,38	4.404.075,18	54.906,80	2.660.529,85	3.040.332,77	379.802,92	1.549.632,81	1.366.318,09	-183.314,72
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	152.941	2.033	1.016.184,44	1.047.590,14	31.405,70	1.155.982,54	1.231.603,60	75.621,06	5.480.123,65	5.123.035,72	-357.087,93	0,00	0,00	0,00
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	26	-1.273	88.739	90.936	2.197	548.875,04	573.255,51	24.380,47	429.184,21	471.378,10	42.193,89	709.567,22	561.632,40	-147.934,83	1.353.062,55	2.396.321,04	1.043.258,49
Nedgia Aragon, S.A	0	0	0	1.742	1.759	17	16.597,79	17.428,91	831,12	14.780,41	8.927,94	-5.852,47	5.515.976,23	5.485.558,99	-30.417,24	4.135.770,60	3.654.808,51	-480.962,09
Nedgia, S.A	0	0	0	4	0	-4	4.559,20	0,00	-4.559,20	0,00	0,00	0,00	15.096.459,79	12.747.158,36	-2.349.301,43	3.468.088,31	2.493.643,64	-974.444,68
Total	57.997	24.764	-33.233	7.917.496	7.956.676	39.180	39.073.649,58	39.333.012,17	259.362,58	23.056.817,87	25.586.615,77	2.529.797,91	126.163.168,96	121.254.272,65	-4.908.896,31	64.456.410,42	53.537.669,27	-10.918.741,15

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 34. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2024 por Empresa

Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Demanda en		Retribución por							Retribución por Desarrollo de Mercado Provisional	
Municipios de Reciente Gasificación	Resto Municipios Gasificados	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro de 50MWh/año < Cons ≤ 8GWWh/año	Resto Puntos conectados a Redes de P<60 bar	En nuevos Ptos Suministro conectados en redes 4barP<60 bar	En EE.SS. para venta como gas vehicular	Ptos Suministro en Municipios de Reciente Gasificación	Ptos Suministro en Resto Municipios Gasificados	Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año e < 8GWWh/año	Demanda en Resto Puntos conectados a Redes de P<60 bar	Demanda de nuevos Ptos Suministro conectados en redes 4barP<60 bar	Demanda en EE.SS. para venta como gas vehicular		
							70,66 €/PS	50,47 €/PS	7,57 €/MWh	4,54 €/MWh	1,26 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	62	4.914	6.373	12.442	-5.868	0	73	4.380,92	248.009,58	48.244,05	56.487,75	-7.393,36	0,00	36,34	349.765,28
Domus Mil Natural, S.A.	407	796	8.686	6.774	10.196	0	0	28.758,62	40.174,12	65.750,10	30.751,79	12.846,50	0,00	0,00	178.281,13
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	4	12.905	16.801	0	0	0	0,00	201,88	97.692,80	76.275,56	0,00	0,00	0,00	174.170,24
Madrileña Red De Gas, S.A.	-476	8.945	-327.870	269.672	84.266	6.871	339.006	-33.634,16	451.454,15	-2.481.979,53	1.224.312,67	106.175,23	3.435,64	169.503,07	-560.732,93
Redexis, S.A.	-8.544	25.798	208.865	331.222	-845.773	0	166.667	-603.719,04	1.302.025,06	1.581.106,96	1.503.749,98	-1.065.674,23	0,00	83.333,43	2.800.822,16
Redexis Gas Murcia, S.A.	411	-333	16.992	32.789	216.689	0	31.838	29.041,26	-16.806,51	128.629,55	148.863,98	273.027,94	0,00	15.919,14	578.675,36
Nortegas Energía Distribución, S.A.	12	7.128	73.299	314.367	-49.381	33.738	22.859	847,92	359.750,16	554.873,94	1.427.225,69	-62.220,05	16.868,90	11.429,60	2.308.776,16
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-153	5.168	-9.162	171.978	-875.076	4.461	11.765	-10.810,98	260.828,96	-69.357,82	780.781,13	-1.102.595,43	2.230,67	5.882,58	-133.040,89
Tolosa Gas, S.A	0	51	2.028	2.873	0	0	0	0,00	2.573,97	15.349,09	13.043,63	0,00	0,00	0,00	30.966,69
Nedgia Andalucía, S.A.	0	-10.893	1.108	157.505	-644.906	814	176.733	0,00	-549.769,71	8.388,77	715.072,76	-812.581,52	407,25	88.366,73	-550.115,72
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-2.249	5.047	70.713	23.119	-346.577	176.398	42.709	-158.914,34	254.722,09	535.295,75	104.961,30	-436.687,23	88.199,21	21.354,29	408.931,07
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-5.517	9.706	74.515	151.249	-37.730	0	2.406	-389.831,22	489.861,82	564.075,02	686.672,60	-47.539,58	0,00	1.203,07	1.304.441,71
Nedgia Catalunya, S.A.	-8.404	-8.346	87.911	635.130	-2.155.147	385.081	529.080	-593.826,64	-421.222,62	665.483,70	2.883.490,63	-2.715.485,65	192.540,63	264.539,86	275.519,91
Nedgia Cegas, S.A.	-331	-19.554	50.209	165.085	2.295.601	504.606	30.073	-23.388,46	-986.890,38	380.085,01	749.484,34	2.892.457,31	252.303,16	15.036,44	3.279.087,42
Nedgia Galicia, S.A.	-6.341	7.484	-26.939	71.921	-50.251	2.743	901	-448.055,06	377.717,48	-203.926,26	326.522,12	-63.316,76	1.371,39	450,36	-9.236,73
Nedgia Madrid, S.A.	-837	-978	-42.327	54.907	379.803	23.110	816.519	-59.142,42	-49.359,66	-320.416,10	249.276,87	478.551,68	11.555,06	408.259,40	718.724,83
Nedgia Navarra, S.A.	0	2.033	31.406	75.621	-357.088	14.811	2.903	0,00	102.605,51	237.741,15	343.319,61	-449.930,79	7.405,30	1.451,62	242.592,40
Nedgia Rioja, S.A.	-1.273	2.197	24.380	42.194	-147.935	0	194	-89.950,18	110.882,59	184.560,17	191.560,28	-186.397,88	0,00	96,90	210.751,88
Nedgia Aragon, S.A	0	17	831	-5.852	-30.417	27.865	0	0,00	857,99	6.291,59	-26.570,20	-38.325,72	13.932,51	0,00	-43.813,83
Nedgia, S.A	0	-4	-4.559	0	-2.349.301	1.845	65.396	0,00	-201,88	-34.513,17	0,00	-2.960.119,80	922,70	32.697,84	-2.961.214,31
Total	-33.233	39.180	259.363	2.529.798	-4.908.896	1.182.345	2.239.121	-2.348.243,78	1.977.414,60	1.963.374,77	11.485.282,49	-6.185.209,34	591.172,42	1.119.560,67	8.603.351,83

Fuente: Elaboración Propia

5.3. Retribución transitoria de distribución (RTD)

Según el artículo 8 de la Circular 4/2020, la retribución transitoria de distribución (RTD) se determina reduciendo gradualmente durante el periodo 2021-26 el importe del ajuste retributivo de la actividad de distribución (ADD) para dicho periodo. Para ello, el citado artículo establece los coeficientes que han de aplicarse, siendo el 35% para el año de gas 2024. En consecuencia, la retribución transitoria sería la siguiente.

Cuadro 35. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2024 (RTD_a^e)

En Euros	Ajuste Actividad Distribución (AAD)	Retribución Transitoria Distribución 2024 (RTD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,00	362.006,75
Domus Mil Natural, S.A.	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	24.516.919,00	8.580.921,65
Redexis, S.A.	9.596.229,00	3.358.680,15
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.020.082,00	707.028,70
Nortegas Energía Distribución, S.A.	19.116.707,00	6.690.847,45
Ned España Distribución Gas, S.A.U	11.903.055,00	4.166.069,25
Tolosa Gas, S.A	125.356,00	43.874,60
Nedgia Andalucía, S.A.	10.643.174,00	3.725.110,90
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	3.352.956,00	1.173.534,60
Nedgia Castilla Y León, S.A.	6.406.309,00	2.242.208,15
Nedgia Catalunya, S.A.	83.269.407,00	29.144.292,45
Nedgia Cegas, S.A.	23.769.889,00	8.319.461,15
Nedgia Galicia, S.A.	3.809.283,00	1.333.249,05
Nedgia Madrid, S.A.	31.037.897,00	10.863.263,95
Nedgia Navarra, S.A.	3.110.413,00	1.088.644,55
Nedgia Rioja, S.A.	1.447.377,00	506.581,95
Nedgia Aragon, S.A	1.244.016,00	435.405,60
Nedgia, S.A	2.635.972,00	922.590,20
Total	239.039.346,00	83.663.771,10

Fuente: Elaboración Propia

5.4. Regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 por variación del procedimiento de cálculo de la Circular respecto del Anexo X de la Ley 18/2014

La disposición transitoria primera de la Circular 4/2020 establece que “se regularizará la retribución por desarrollo de mercado de 2020 correspondiente a la variación de puntos de suministro conectados a redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar determinada por aplicación del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, como consecuencia del cambio de procedimiento para determinar la variación de puntos de suministro recogido en la metodología de la circular”. La metodología de la Circular determina las variaciones de número de puntos entre dos fechas, mientras que la del Anexo X de la Ley 18/2014 calcula la variación entre el número medio de dos años consecutivos.

Para ello, la disposición señala que “*las empresas distribuidoras tendrán derecho a una retribución adicional por desarrollo de mercado en 2020 por la diferencia existente entre el número medio de puntos de suministro considerado para determinar la retribución del año 2020 y el número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020 que, en aplicación de esta circular, se tome en consideración para determinar la retribución por desarrollo de mercado de 2021*”.

Para determinar una retribución provisional por este concepto, se utilizan los valores de puntos de suministro 2020 considerados para determinar la retribución de 2020, tal y como se recoge en el siguiente cuadro

Cuadro 36. Regularización de la actividad distribución por adaptación de modelo para el año de gas 2021

En Euros	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (C1mgc<4b)				Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (C1mgc<4b)				Total Regularización
	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 50 €/PS	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 70 €/PS	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	77.772,50	78.295,00	522,50	26.125,00	5,50	11,00	5,50	385,00	26.510,00
Domus Mil Natural, S.A.	16,50	0,00	-16,50	-825,00	380,00	487,00	107,00	7.490,00	6.665,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81,00	83,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	883.489,00	885.862,00	2.373,00	118.650,00	4.015,00	4.020,00	5,00	350,00	119.000,00
Redexis, S.A.	501.893,50	507.500,00	5.606,50	280.325,00	24.227,50	25.357,00	1.129,50	79.065,00	359.390,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	96.857,00	97.022,00	165,00	8.250,00	1.723,00	1.894,00	171,00	11.970,00	20.220,00
Nortegas Energía Distribución, S.A.	549.777,00	552.429,00	2.652,00	132.600,00	1.390,50	1.395,00	4,50	315,00	132.915,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U	404.594,50	406.323,00	1.728,50	86.425,00	198,00	210,00	12,00	840,00	87.265,00
Tolosa Gas, S.A	5.150,00	5.176,00	26,00	1.300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.300,00
Nedgia Andalucía, S.A.	407.023,50	405.418,00	-1.605,50	-80.275,00	1.284,00	1.284,00	0,00	0,00	-80.275,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	264.093,00	265.603,00	1.510,00	75.500,00	7.688,50	7.705,00	16,50	1.155,00	76.655,00
Nedgia Castilla Y León, S.A.	449.750,50	451.799,00	2.048,50	102.425,00	10.021,50	10.065,00	43,50	3.045,00	105.470,00
Nedgia Catalunya, S.A.	2.164.948,00	2.165.685,00	737,00	36.850,00	19.267,50	19.369,00	101,50	7.105,00	43.955,00
Nedgia Cegas, S.A.	634.960,00	632.073,00	-2.887,00	-144.350,00	11.846,50	11.835,00	-11,50	-805,00	-145.155,00
Nedgia Galicia, S.A.	270.374,50	271.264,00	889,50	44.475,00	21.214,50	21.271,00	56,50	3.955,00	48.430,00
Nedgia Madrid, S.A.	898.179,50	899.528,00	1.348,50	67.425,00	3.531,50	3.541,00	9,50	665,00	68.090,00
Nedgia Navarra, S.A.	148.954,00	149.723,00	769,00	38.450,00	1.168,00	1.168,00	0,00	0,00	38.450,00
Nedgia Rioja, S.A.	87.303,00	87.726,00	423,00	21.150,00	2.300,00	2.306,00	6,00	420,00	21.570,00
Nedgia Aragon, S.A	1.719,00	1.741,00	22,00	1.100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
Nedgia, S.A	2,00	4,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
TOTAL	7.846.938,00	7.863.254,00	16.316,00	815.800,00	110.261,50	111.918,00	1.656,50	115.955,00	931.755,00

Fuente: Elaboración Propia

5.5. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2024

Atendiendo a lo indicado en los epígrafes anteriores, la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2024 (1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) sería la siguiente.

Cuadro 37. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2024

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT Primera	Retribución Distribución (RD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	349.765,28	362.006,75		26.510,00	12.534.519,13
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	178.281,13	0,00		6.665,00	277.417,69
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	174.170,24	0,00		100,00	276.397,69
Madriñena Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-560.732,93	8.580.921,65		119.000,00	127.716.797,50
Redexis, S.A.	80.161.651,10	2.800.822,16	3.358.680,15		359.390,00	86.680.543,41
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	578.675,36	707.028,70		20.220,00	15.910.772,47
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	2.308.776,16	6.690.847,45		132.915,00	91.053.805,76
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-133.040,89	4.166.069,25		87.265,00	62.144.287,49
Tolosa Gas, S.A	626.181,98	30.966,69	43.874,60		1.300,00	702.323,27
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-550.115,72	3.725.110,90		-80.275,00	55.459.075,30
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	408.931,07	1.173.534,60		76.655,00	46.980.453,90
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	1.304.441,71	2.242.208,15		105.470,00	76.013.460,82
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	275.519,91	29.144.292,45		43.955,00	337.016.228,77
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	3.279.087,42	8.319.461,15		-145.155,00	106.911.261,78
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-9.236,73	1.333.249,05		48.430,00	38.215.169,28
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	718.724,83	10.863.263,95		68.090,00	131.238.851,83
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	242.592,40	1.088.644,55		38.450,00	32.650.858,42
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	210.751,88	506.581,95		21.570,00	14.718.359,38
Nedgia Aragon, S.A	5.229.076,84	-43.813,83	435.405,60		1.100,00	5.621.768,61
Nedgia, S.A	12.543.680,52	-2.961.214,31	922.590,20		100,00	10.505.156,41
Total	1.159.428.630,98	8.603.351,83	83.663.771,10	0,00	931.755,00	1.252.627.508,91

Fuente: Elaboración Propia

6. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

El modelo retributivo para las actividades de transporte, regasificación y distribución del periodo entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 lo establecen la Ley 18/2014³³, la Ley 34/1998³⁴, y demás disposiciones de desarrollo³⁵.

A continuación, se recogen los ajustes que son necesarios en los importes de retribución devengados en 2020, desglosados por empresa según corresponda, por variación de la información y/o parámetros de la metodología retributiva.

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2022 porque ya se realizó la liquidación definitiva de 2020. En concreto se realizan ajustes en:

1. **La retribución por disponibilidad** asociada a instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM durante 2022. Estas resoluciones se caracterizan por establecer los

³³ Art. 60, Art. 62, Art. 64 y Anexo XI.

³⁴ Art. 69.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

³⁵ Una descripción somera del mismo puede encontrarse en la Memoria de las Resoluciones de la CNMC de 11 de febrero y 20 mayo de 2020.

importes y ajustes hasta el año 2019 conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, pues la competencia para establecer la retribución y sus ajustes desde el año 2020 recae en la Comisión, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 38.- Ajuste de Retribución por Disponibilidad 2020, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022

Titular	Ajuste Retribución 2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-45.563,29

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo II, se recoge la información detallada de las instalaciones implicadas.

2. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia de la Sentencia número 1365/2021 del Tribunal Supremo dictada con fecha 23 de noviembre de 2021. Dada la necesidad de una mayor explicación que en los ajustes anteriores, se desarrolla a continuación en un epígrafe independiente.

6.1. Ajuste de la retribución 2020 de distribución

Con fecha 31 de diciembre de 2020, se publicó en el BOE la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, que, entre otros aspectos, publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

Con fecha 23 de noviembre de 2021, la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo (en adelante Tribunal Supremo) dictó sentencia número 1365/2021 en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

De acuerdo con la misma, se debe recalcular la retribución de 2020, porque atendiendo a la metodología reflejada en el Anexo X de la Ley 18/2014, el cálculo debe aplicar el criterio de que “*es al tiempo de calcular el término RNn cuando se debe diferenciar si la variación de clientes neta se corresponde con municipios de reciente gasificación a los que se les aplicará un valor de 70 euros o, por el contrario, con municipios de no reciente gasificación a los que se les asignará un*

valor de 50 euros. Así se desprende de la fórmula del Anexo de la Ley cuando desarrolla el factor RNn.”

En definitiva, al determinar la retribución de cada año mediante la fórmula del Anexo X hay que diferenciar entre los puntos de suministro captados en los municipios de reciente gasificación durante los primeros 5 años y el resto de los puntos, sin reclasificar los primeros cuando los municipios dejan de tener tal condición.

La Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023, regularizó los cálculos de la retribución de 2019 de acuerdo con la sentencia número 1365/2021 del Tribunal Supremo. El valor de 2019 que se tomará para los cálculos es el de esta Orden.

En el Cuadro 39 se recoge la caracterización del mercado para el nuevo cálculo de la Retribución de 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014 y el Cuadro 40 recoge el cálculo de retribución para el año 2020.

En relación con los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución del año 2020, señalar que se utilizan los mismos que se utilizaron en la Resolución de 19 de mayo de 2022 donde ya se recogía tanto la información real de los puntos de suministro y el gas suministrado facturados declarados en la Liquidación Definitiva según el Sistema de Liquidaciones (SIFCO), como la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de los municipios a 31 de diciembre de los años 2017, 2018, 2019 y 2020³⁶.

³⁶ En la Memoria de dicha Resolución se indicó que:

- 1. En los municipios de reciente gasificación, se toman los valores definitivos que estableció esta Comisión conforme a la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, cuya determinación se recoge en el Anexo IV de esta memoria tras diferenciar, para aquellos municipios que exceden los 5 años desde su primera puesta en servicio, entre los puntos de suministro que fueron captados en los primeros 5 años y el resto de los puntos.*
- 2. El número de puntos de suministro para el resto de los municipios se obtiene detrayendo al número total de puntos de suministro, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.*

Cuadro 40. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

En Euros

Retribución Año 2019 de la Orden TED/1286/2020 sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Total Retribución Año 2020	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgc<4b)	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Sum de >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgc<4b)	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de 4bar<P< 60 bar y por Ptos Sum >80 GWh/año en Redes P<4bar		
						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.884.722,56	1.484,50	5,50	-2.573,40	-9.157,62	-54.624,54	74.225,00	385,00	-19.300,50	-41.209,29	-68.280,67	12.830.542,10
Domus Mil Natural, S.A.	47.472,13	0,00	198,50	1.949,99	3.662,10	0,00	0,00	13.895,00	14.624,96	16.479,47	0,00	92.471,56
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.279,35	7,50	0,00	-21,76	-21.191,93	0,00	375,00	0,00	-163,23	-95.363,67	0,00	102.127,45
Madrileña Red De Gas, S.A.	143.634.850,94	5.436,50	73,00	129.184,22	-161.389,53	-47.909,55	271.825,00	5.110,00	968.881,67	-726.252,89	-59.886,94	144.094.527,78
Redexis, S.A.	90.250.715,54	13.536,00	4.049,50	-5.780,17	-343.525,73	108.893,27	676.800,00	283.465,00	-43.351,24	-1.545.865,78	136.116,58	89.757.880,10
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.701.929,94	533,00	460,00	-14.715,23	-32.159,92	95.387,46	26.650,00	32.200,00	-110.364,22	-144.719,63	119.234,32	16.624.930,41
Nortegas Energía Distribución, S.A.	104.081.428,54	5.622,50	21,00	-113.518,24	-205.378,65	-1.240.366,90	281.125,00	1.470,00	-851.386,83	-924.203,93	-1.550.458,63	101.037.974,15
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	71.262.144,13	3.376,50	24,00	-90.552,80	-116.991,96	-239.992,13	168.825,00	1.680,00	-679.146,02	-526.463,82	-299.990,16	69.927.049,13
Tolosa Gas, S.A.	777.892,57	53,00	0,00	-2.083,92	-2.972,26	0,00	2.650,00	0,00	-15.629,40	-13.375,19	0,00	751.537,98
Nedgia Andalucía, S.A.	64.678.814,21	-1.160,00	24,00	-62.309,92	-212.291,01	-153.864,90	-58.000,00	1.680,00	-467.324,42	-955.309,54	-192.331,13	63.007.529,12
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.966.377,37	3.800,50	641,50	-22.787,17	-29.347,03	-179.242,17	190.025,00	44.905,00	-170.903,79	-132.061,64	-224.052,71	48.674.289,23
Nedgia Castilla Y León, S.A.	79.447.732,32	5.499,00	1.030,50	-68.273,14	-115.076,26	2.179,47	274.950,00	72.135,00	-512.048,55	-517.843,15	2.724,34	78.767.649,96
Nedgia Catalunya, S.A.	401.275.707,53	-3.818,00	1.191,50	-395.665,51	-856.484,84	-2.819.736,83	-190.900,00	83.405,00	-2.967.491,30	-3.854.181,78	-3.524.671,04	390.821.868,41
Nedgia Cegas, S.A.	122.618.078,34	-7.191,00	432,00	-69.214,21	-187.080,66	-1.360.033,30	-359.550,00	30.240,00	-519.106,55	-841.862,96	-1.700.041,62	119.227.757,21
Nedgia Galicia, S.A.	41.283.279,10	3.227,50	632,00	-53.013,37	-96.416,28	-4.328,49	161.375,00	44.240,00	-397.600,26	-433.873,26	-5.410,62	40.652.009,96
Nedgia Madrid, S.A.	151.426.460,46	2.815,50	64,50	-7.171,65	-108.690,99	-321.746,85	140.775,00	4.515,00	-53.787,39	-489.109,46	-402.183,56	150.626.670,05
Nedgia Navarra, S.A.	35.034.767,24	1.762,00	12,00	-7.000,89	-98.043,02	-190.737,98	88.100,00	840,00	-52.506,70	-441.193,60	-238.422,47	34.391.584,47
Nedgia Rioja, S.A.	15.473.814,43	1.044,00	19,50	-725,22	-12.425,79	-31.353,36	52.200,00	1.365,00	-5.439,14	-55.916,04	-39.191,70	15.426.832,55
Nedgia Aragon, S.A.	6.631.095,95	41,50	0,00	17,46	874,59	-131.315,76	2.075,00	0,00	130,93	3.935,66	-164.144,70	6.473.092,84
Nedgia, S.A.	15.807.360,25	1,50	0,00	1.610,24	0,00	-511.887,64	75,00	0,00	12.076,82	0,00	-639.859,55	15.179.652,52
TOTAL	1.422.481.922,90	36.072,00	8.879,00	-782.644,69	-2.604.086,78	-7.080.680,19	1.803.600,00	621.530,00	-5.869.835,16	-11.718.390,50	-8.850.850,26	1.398.467.976,98

Fuente: Elaboración Propia

El Cuadro 41 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores del ajuste de retribución anual de 2020 a publicar en el BOE.

Cuadro 41. Detalle del ajuste de la Retribución 2020 por la actividad de distribución a publicar en BOE

En Euros	Nueva Retribución 2020	Retribución 2020 Resolución CNMC de 19-may 2022	Ajuste Retribución 2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.830.542,10	12.830.542,10	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	92.491,56	-20,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	102.127,45	0,00
Madriñena Red De Gas, S.A.	144.094.527,78	144.071.087,84	23.439,94
Redexis, S.A.	89.757.880,10	89.677.709,56	80.170,54
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.624.930,41	16.619.650,47	5.279,94
Nortegas Energía Distribución, S.A.	101.037.974,15	101.037.974,15	0,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	69.927.049,13	69.927.049,13	0,00
Tolosa Gas, S.A.	751.537,98	751.537,98	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	63.007.529,12	63.006.308,91	1.220,21
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.674.289,23	48.657.098,86	17.190,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.767.649,96	78.765.929,64	1.720,32
Nedgia Catalunya, S.A.	390.821.868,41	390.722.388,88	99.479,53
Nedgia Cegas, S.A.	119.227.757,21	119.099.017,87	128.739,34
Nedgia Galicia, S.A.	40.652.009,96	40.528.549,86	123.460,10
Nedgia Madrid, S.A.	150.626.670,05	150.578.170,59	48.499,46
Nedgia Navarra, S.A.	34.391.584,47	34.372.124,23	19.460,24
Nedgia Rioja, S.A.	15.426.832,55	15.412.192,12	14.640,43
Nedgia Aragon, S.A.	6.473.092,84	6.473.092,84	0,00
Nedgia, S.A.	15.179.652,52	15.179.652,52	0,00
TOTAL	1.398.467.976,98	1.397.904.696,56	563.280,42

Fuente: Elaboración Propia

7. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2021 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.

A continuación, se recogen los ajustes que son necesarios en los importes de retribución devengados en 2021, desglosados por empresa según corresponda, por variación de la información y/o parámetros de la metodología retributiva.

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2022. En concreto se realizan ajustes en:

- La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones de transporte incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM durante 2021, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 42.- Ajuste de Retribución 2021, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022

Titular	Ajuste Retribución 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-34.208,92

Fuente: Elaboración Propia

2. **Retribución de las actividades de regasificación y transporte por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$).**

La retribución definitiva por estos conceptos se determinará una vez se hayan acreditado los costes implicados mediante la auditoría correspondiente y la CNMC haya analizado la admisibilidad de los mismos según establecen las circulares.

En julio de 2022, en atención de lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 19 de la Circular 9/2019, las empresas aportaron la información auditada correspondiente al año natural 2021 del gasto incurrido en estos costes para el análisis y toma en consideración por parte de esta Comisión. A la vista de la información suministrada, los análisis efectuados y el escenario excepcional en el que nos encontramos, se considera que la mejor opción es aplicar los siguientes criterios para cada tipo de coste:

- Actualizar la retribución provisional de los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación tomando en consideración los costes de 2021 auditados informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC, hasta finalizar los trabajos de análisis de admisibilidad que permitan resolver sobre el reconocimiento definitivo de los mismos.
- Mantener la retribución provisional de los gastos de explotación activados hasta finalizar los trabajos de análisis que permitan resolver sobre el reconocimiento definitivo como COPEX de 2021 de las actuaciones informadas y la cuantía de las regularizaciones pertinentes en que proceda para cada una de ellas.
- Mantener el criterio de considerar un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021, hasta finalizar los trabajos de análisis de admisibilidad que permitan resolver sobre el reconocimiento definitivo de los mismos.

En los cuadros siguientes se recogen los importes de los ajustes a realizar en el año de gas 2021 por actividad y concepto de coste. Por su parte, el Anexo III recoge los cuadros con los importes provisionales considerados para cada año natural en la presente Resolución y en la Resolución de 19 de mayo 2022, así como el ajuste a realizar.

Cuadro 43. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2021 de la actividad de Regasificación por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-37.518,91	6.274.476,59	6.236.957,68
Bahía Bizkaia Gas S.L.	53.994,38	2.108.816,26	2.162.810,64
Regasificadora Noroeste, S.A.	78.764,53	1.129.622,08	1.208.386,61
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	-5.092,64	2.188.713,40	2.183.620,76
Total	90.147,36	11.701.628,33	11.791.775,69

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 44. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2021 de la actividad de Transporte por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	148.811,43	370.789,84	-781.768,07	-262.166,80
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-87.680,14	-87.680,14
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	-1.069,24	-1.069,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	-179,10	0,00	-7.040,39	-7.219,49
Redexis Infraestructuras, S.L.	814,05	0,00	-36.092,30	-35.278,25
Redexis Gas, S.A.	19.478,25	0,00	-13.990,31	5.487,94
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	-239,37	-239,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	168.924,63	370.789,84	-927.879,81	-388.165,34

Fuente: Elaboración Propia

3. **La retribución por extensión de vida útil (REVI) de las actividades de transporte** y regasificación como consecuencia de los certificados suscritos por el responsable de la planta de regasificación, o del centro de mantenimiento que gestiona la instalación, acreditando la disponibilidad efectiva para el funcionamiento real de las instalaciones en extensión de vida útil en el año de gas 2021, que se han remitido a esta Comisión como establece el artículo 15 de la Circular 9/2019.

Vista la información remitida en 2022, se ha puesto de manifiesto que una ERM de transporte de ENAGAS TRANSPORTE no ha acreditado la disponibilidad efectiva durante el año de gas 2021 debiéndose minorar la retribución por este concepto en 8.344,16 € para dicho año.

No obstante, tal y como establece la Resolución de 11 de febrero de 2021, los importes por este concepto retributivo tendrán carácter provisional, como los demás conceptos, hasta que se disponga del resto de condicionantes previstos en la letra "a)" del resuelve primero.

4. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia del nuevo valor de retribución para el año 2020 y la información actualizada

sobre el mercado atendido durante 2021. Dada la necesidad de una mayor explicación que en los ajustes anteriores, se desarrolla a continuación en un epígrafe independiente.

7.1. Ajuste de la retribución 2021 de distribución

Es necesario ajustar la retribución de la actividad de distribución correspondiente al año de gas 2021 por tener un nuevo valor de retribución para el año 2020, lo que implica determinar una nueva retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE), aplicando lo descrito en el epígrafe 5.1 de esta memoria y la ratio 273/365 correspondiente a los días del periodo 1 de enero a 30 de septiembre dentro del año de gas 2021 (1 de octubre de 2020 a 30 de septiembre 2021).

Atendiendo a anterior, el siguiente cuadro muestra la retribución de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2021 (1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 19 de mayo de 2022 serían las siguientes.

Cuadro 45. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT	Ajuste por Refacturaciones Ejercicios antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución Distribución 2021
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	8.822.938,98	401.605,37	659.369,44		19.828,03	-20.039,00	9.883.702,82	9.883.702,82	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	69.163,66	16.648,92	0,00		4.738,23	0,00	90.550,81	90.812,59	-261,78
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	76.385,73	-72.518,69	0,00		74,79	58.561,56	62.503,40	62.503,40	0,00
Madrialeña Red De Gas, S.A.	89.437.499,17	3.422.780,39	15.629.535,86		89.005,48	-53.024,15	108.525.796,75	108.508.264,96	17.531,79
Redexis, S.A.	59.956.522,60	2.416.542,36	6.117.595,99		268.804,03	-80.932,05	68.678.532,93	68.618.569,76	59.963,17
Redexis Gas Murcia, S.A.	10.923.626,35	335.528,92	1.287.802,28		15.123,45	-617,71	12.561.463,28	12.557.514,18	3.949,10
Nortegas Energía Distribución, S.A.	61.272.618,99	3.941.477,29	12.186.900,71		99.413,14	28.889,19	77.529.299,32	77.529.299,32	0,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	43.398.768,21	1.941.970,18	7.588.197,56		65.269,44	-7.040,22	52.987.165,17	52.987.165,17	0,00
Tolosa Gas, S.A.	468.349,81	25.366,30	79.914,45		972,33	770,33	575.373,22	575.373,22	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	39.165.668,35	523.751,80	6.785.023,43		-60.041,30	-99.876,38	46.314.525,89	46.313.613,24	912,65
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	33.897.873,90	1.894.408,54	2.137.509,45		57.333,74	-46.269,65	37.940.855,98	37.927.998,52	12.857,46
Nedgia Castilla Y León, S.A.	54.122.318,03	2.094.891,08	4.084.021,99		78.885,78	-181.021,28	60.199.095,60	60.197.808,90	1.286,70
Nedgia Catalunya, S.A.	230.032.388,95	9.820.095,08	53.084.246,96		32.875,93	-1.392.794,65	291.578.812,27	291.502.407,03	74.405,24
Nedgia Cegas, S.A.	71.397.254,85	5.269.506,21	15.153.304,24		-108.567,99	-278.716,84	91.432.780,47	91.336.490,50	96.289,97
Nedgia Galicia, S.A.	27.556.340,99	689.775,93	2.428.417,91		36.222,99	-111.307,28	30.599.450,54	30.507.109,15	92.341,39
Nedgia Madrid, S.A.	89.445.849,43	3.177.827,16	19.786.659,34		50.927,59	-476.353,97	111.984.909,55	111.948.634,61	36.274,94
Nedgia Navarra, S.A.	23.396.602,22	1.270.869,09	1.982.888,29		28.758,49	-71.970,74	26.607.147,35	26.592.592,16	14.555,19
Nedgia Rioja, S.A.	10.455.866,75	362.795,62	922.702,84		16.133,18	-38.147,98	11.719.350,41	11.708.400,17	10.950,24
Nedgia Aragon, S.A.	3.911.062,95	254.944,45	793.060,20		822,74	874,52	4.960.764,86	4.960.764,86	0,00
Nedgia, S.A.	9.381.985,70	1.387.110,46	1.680.432,15		74,79	17.664,31	12.467.267,42	12.467.267,42	0,00
Total	867.189.085,63	39.175.376,46	152.387.583,08	0,00	696.654,86	-2.751.351,99	1.056.697.348,04	1.056.276.291,98	421.056,06

Fuente: Elaboración Propia

7.1.1. Cantidades de gas natural facturadas o refacturadas correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021

De acuerdo con el artículo 7.7 de la Circular 4/2020, "las cantidades de gas natural facturadas o refacturadas en el año de gas «a» correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, serán retribuidas de acuerdo con el

anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre". A continuación, se recoge el ajuste a realizar de acuerdo con la información de la liquidación de 2021.

Cuadro 46. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2021

	Demanda (MWh) anterior 1-ene-21 facturada en 2021 en				Retribución por variación Demanda en				Retribución
	Ptos Sum en Redes bar Ptos Sum de <50 MMh/año	Ptos Sum en Redes P<4bar de 50 MMh/año < Cons ≤ 8 GWh/año	Resto Puntos en Redes de P<60 bar	Puntos en Redes de P>60 bar	Ptos Sum en Redes bar Ptos Sum de <50 MMh/año	Ptos Sum en Redes P<4bar de 50 MMh/año < Cons ≤ 8 GWh/año	Resto Puntos en Redes de P<60 bar	Puntos en Redes de P>60 bar	
					7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh	0 €/MWh	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	-2.686	24	0	0	-20.147,04	108,04	0,00	0	-20.039,00
Domus Mil Natural, S.A.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	51	12.929	0	0	380,77	58.180,79	0,00	0	58.561,56
Madrileña Red De Gas, S.A.	-10.714	5.534	1.945	0	-80.356,67	24.901,65	2.430,87	0	-53.024,15
Redexis, S.A.	-1.804	-16.736	6.327	0	-13.528,57	-75.312,17	7.908,69	0	-80.932,05
Redexis Gas Murcia, S.A.	723	-1.385	156	0	5.419,47	-6.232,13	194,95	0	-617,71
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.852	1.797	5.528	317	13.892,54	8.087,13	6.909,52	0	28.889,19
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	-2.180	2.039	104	0	-16.346,82	9.176,33	130,27	0	-7.040,22
Tolosa Gas, S.A.	13	150	0	0	96,72	673,61	0,00	0	770,33
Nedgia Andalucía, S.A.	-12.841	-2.082	4.642	1.737	-96.308,59	-9.369,98	5.802,19	0	-99.876,38
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-6.998	-667	7.371	255	-52.483,42	-2.999,64	9.213,41	0	-46.269,65
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-21.702	-4.017	-145	0	-162.762,79	-18.076,89	-181,60	0	-181.021,28
Nedgia Catalunya, S.A.	-178.831	-14.148	9.685	0	-1.341.232,49	-63.668,11	12.105,95	0	-1.392.794,65
Nedgia Cegas, S.A.	-38.868	-1.672	16.252	0	-291.507,14	-7.524,30	20.314,60	0	-278.716,84
Nedgia Galicia, S.A.	-14.558	-884	1.482	0	-109.181,45	-3.978,06	1.852,23	0	-111.307,28
Nedgia Madrid, S.A.	-60.034	-6.085	1.026	0	-450.254,26	-27.382,09	1.282,38	0	-476.353,97
Nedgia Navarra, S.A.	-8.860	-1.052	-632	0	-66.447,04	-4.734,09	-789,61	0	-71.970,74
Nedgia Rioja, S.A.	-4.766	-561	96	0	-35.742,02	-2.526,50	120,54	0	-38.147,98
Nedgia Aragon, S.A.	-97	0	1.281	312	-726,87	0,00	1.601,39	0	874,52
Nedgia, S.A.	0	0	14.131	0	0,00	0,00	17.664,31	0	17.664,31
Total	-362.298	-26.817	69.248	2.621	-2.717.235,67	-120.676,41	86.560,09	0	-2.751.351,99

Fuente: Elaboración Propia

8. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2022 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.

A continuación, se recogen los ajustes que son necesarios realizar en los importes de retribución devengados en 2022, desglosados por empresa según corresponda, por variación de la información y/o parámetros de la metodología retributiva.

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2022. En concreto se realizan ajustes en:

- La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM durante 2022, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 47.- Ajuste de Retribución 2022, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022

Titular	Ajuste Retribución 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-44.709,99

Fuente: Elaboración Propia

2. **El incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_n^e)** tiene un importe idéntico al del año de gas 2024 pues este ha sido determinado con la información del sistema de liquidaciones en la liquidación provisional 14/2022.

Dado que la Resolución de 19 de mayo de 2022, estableció un incentivo provisional para la actividad de regasificación los ajustes a realizar en ambas actividades son los siguientes:

Cuadro 48. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación

En Euros	Nueva Retribución 2022	Retribución 2022 según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución IDS 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	211.161,79	571.698,67	-360.536,88
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.780,42	0,00	10.780,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	59.588,00	-59.588,00
Total	221.942,21	631.286,66	-409.344,45

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 49. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte

En Euros	Nueva Retribución 2022	Retribución 2022 según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución IDS 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	343,17	0	343,17

Fuente: Elaboración Propia

3. **La retribución por extensión de vida útil (REVV) de las actividades de transporte** y regasificación como consecuencia de los certificados suscritos por el responsable de la planta de regasificación, o del centro de mantenimiento que gestiona la instalación, acreditando la disponibilidad efectiva para el funcionamiento real de las instalaciones en extensión de vida útil en el año de gas 2022, que se han remitido a esta Comisión como establece el artículo 15 de la Circular 9/2019.

Vistos los mismos, 9 ERMs de transporte de ENAGAS TRANSPORTE no han acreditado la disponibilidad efectiva debiéndose minorar la retribución por este concepto en 101.445,55€ para el año de gas 2022.

No obstante, tal y como establece la Resolución de 20 de mayo de 2022, los importes por este concepto retributivo tendrán carácter provisional, como los demás conceptos, hasta que se disponga del resto de condicionantes previstos en la letra “a)” del resuelve primero.

4. **Retribución de las actividades de regasificación y transporte por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$)**.

La retribución definitiva por estos conceptos se determinará una vez se hayan acreditado los costes implicados mediante la auditoría correspondiente y la CNMC haya analizado su admisibilidad según establecen las circulares.

Como se ha puesto de manifiesto al determinar la retribución $OCOM_n^A$ para el año de gas 2024, visto el escenario excepcional en el que nos encontramos, se considera que la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta por los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación de acuerdo con los costes de 2021 y 2022 informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC. En ausencia de esta información, se tomaría el coste previsto para el año de gas 2023 en la Resolución de 19 de mayo de 2022.

En los cuadros siguientes se recogen los importes de los ajustes a realizar en el año de gas 2022 por actividad y concepto de coste. Por su parte, el Anexo III recoge los cuadros con los importes provisionales considerados para cada año natural en la presente Resolución y en la Resolución de 19 de mayo 2022, así como el ajuste a realizar.

Cuadro 50. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2022 de la actividad de Regasificación por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	540.341,93	20.774.765,19	21.315.107,12
Bahía Bizkaia Gas S.L.	345.842,25	6.156.407,52	6.502.249,78
Regasificadora Noroeste, S.A.	158.730,48	4.597.987,29	4.756.717,77
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	301.172,72	7.521.932,37	7.823.105,10
Total	1.346.087,39	39.051.092,39	40.397.179,77

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 51. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2022 de la actividad de Transporte por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	354.334,96	1.936.592,07	32.631.723,94	34.922.650,96
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-70.270,44	-70.270,44
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	98,60	98,60
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	-59,70	0,00	-2.346,80	-2.406,50
Redexis Infraestructuras, S.L.	271,35	0,00	-12.030,77	-11.759,42
Redexis Gas, S.A.	6.492,75	0,00	-4.663,44	1.829,31
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	-79,79	-79,79
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	361.039,36	1.936.592,07	32.542.431,30	34.840.062,73

Fuente: Elaboración Propia

5. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia del nuevo valor de retribución para el año 2020 y la información actualizada sobre el mercado atendido hasta septiembre 2022. Dada la necesidad de una mayor explicación que en los ajustes anteriores, se desarrolla a continuación en un epígrafe independiente.

Por último, dada la relevancia de la cifra, cabe señalar que el importe del incentivo por la liquidación de mermas de la actividad de regasificación, cuyo valor es determinado mediante una resolución específica, será de aproximadamente 16,6 millones de € para 2022 de acuerdo con la información disponible en esta Comisión en estos momentos.

8.1. Ajuste de la retribución 2022 de distribución

Es necesario ajustar la retribución de la actividad de distribución correspondiente al año de gas 2022 por tener tanto un nuevo valor de retribución para el año 2020 como por la información actualizada sobre el mercado atendido (puntos de suministro y energía suministrada hasta septiembre de 2022), lo que implica determinar de manera análoga al año de gas 2021:

- Una nueva retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE).
- Un nuevo valor de la retribución por desarrollo de mercado. En cuyo cálculo, se ha considerado la información del año de gas 2022 (liquidación 14/2022) para la caracterización del mercado. Es decir, la misma información que la utilizada para determinar la retribución por desarrollo de mercado para 2024 por este mismo concepto. Por tanto, la retribución por empresa coincide con la determinada para el año de gas 2024.
- La retribución por el gas natural facturado o refacturado en el año de gas 2022 correspondiente de ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, cuyo cálculo se desarrolla a continuación.

Cuadro 52. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2022

	Demanda (MWh) anterior 1-ene-21 facturada en 2022 en				Retribución por variación Demanda en				Retribución
	Ptos Sum en Redes bar Ptos Sum de <50 MM/año	Ptos Sum en Redes P<4bar de 50 MM/año < Cons ≤ 8 GM/año	Resto Puntos en Redes de P<60 bar	Puntos en Redes de P>60 bar	Ptos Sum en Redes bar Ptos Sum de <50 MM/año	Ptos Sum en Redes P<4bar de 50 MM/año < Cons ≤ 8 GM/año	Resto Puntos en Redes de P<60 bar	Puntos en Redes de P>60 bar	
					7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh	0 €/MWh	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	-245	0	0	0	-1.840,30	0,00	0,00	0,00	-1.840,30
Domus Mil Natural, S.A.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.494	3.771	0	0	11.207,93	16.970,56	0,00	0,00	28.178,49
Madrileña Red De Gas, S.A.	-8.950	-2.917	0	0	-67.122,89	-13.128,16	0,00	0,00	-80.251,05
Redexis, S.A.	-5.837	-672	1.053	0	-43.778,06	-3.023,00	1.315,90	0,00	-45.485,16
Redexis Gas Murcia, S.A.	-2.332	-177	0	0	-17.492,44	-798,17	0,00	0,00	-18.290,61
Nortegas Energía Distribución, S.A.	-1.550	-4.084	0	0	-11.627,51	-18.376,00	0,00	0,00	-30.003,51
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	-1.754	-9	0	0	-13.153,25	-41,88	0,00	0,00	-13.195,13
Tolosa Gas, S.A.	-24	0	0	0	-182,16	0,00	0,00	0,00	-182,16
Nedgia Andalucía, S.A.	-4.695	-463	0	75	-35.215,03	-2.083,54	0,00	0,00	-37.298,57
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-2.561	-504	145	0	-19.204,82	-2.270,24	181,71	0,00	-21.293,35
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-5.790	-70	-10	0	-43.422,07	-315,43	-12,93	0,00	-43.750,43
Nedgia Catalunya, S.A.	-64.579	-3.075	3.199	0	-484.339,18	-13.836,40	3.998,67	0,00	-494.176,91
Nedgia Cegas, S.A.	-17.915	-176	655	0	-134.364,82	-791,85	818,60	0,00	-134.338,07
Nedgia Galicia, S.A.	-6.532	-417	0	0	-48.991,64	-1.877,74	0,00	0,00	-50.869,38
Nedgia Madrid, S.A.	-21.395	-1.553	4	0	-160.459,81	-6.989,92	5,47	0,00	-167.444,26
Nedgia Navarra, S.A.	-2.068	201	0	0	-15.510,17	903,81	0,00	0,00	-14.606,36
Nedgia Rioja, S.A.	-1.640	-3	0	0	-12.296,50	-15,71	0,00	0,00	-12.312,21
Nedgia Aragon, S.A.	-13	0	-2	0	-96,05	0,00	-2,05	0,00	-98,10
Nedgia, S.A.	0	0	2.513	3	0,00	0,00	3.141,70	0,00	3.141,70
Total	-146.385	-10.150	7.558	77	-1.097.888,77	-45.673,67	9.447,07	0,00	-1.134.115,37

Fuente: Elaboración Propia

Atendiendo a anterior, el siguiente cuadro muestra la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2022 (1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 19 de mayo de 2022 serían las siguientes.

Cuadro 53. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2022

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT Primera	Ajuste por Refacturaciones Ejercicios antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución Distribución 2022
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	349.765,28	724.013,50	0,00	26.510,00	-1.840,30	12.894.685,58	12.989.917,13	-95.231,55
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	178.281,13	0,00	0,00	6.665,00	0,00	277.417,69	231.514,48	45.903,21
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	174.170,24	0,00	0,00	100,00	28.178,49	304.576,18	121.293,33	183.282,85
Madrileña Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-560.732,93	17.161.843,30	0,00	119.000,00	-80.251,05	136.217.468,10	135.482.691,42	734.776,68
Redexis, S.A.	80.161.651,10	2.800.822,16	6.717.360,30	0,00	359.390,00	-45.485,16	89.993.738,40	90.266.324,36	-272.585,96
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	578.675,36	1.414.057,40	0,00	20.220,00	-18.290,61	16.599.510,56	16.486.586,45	112.924,11
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	2.308.776,16	13.381.694,90	0,00	132.915,00	-30.003,51	97.714.649,70	99.759.497,83	-2.044.848,13
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-133.040,89	8.332.138,50	0,00	87.265,00	-13.195,13	66.297.161,61	67.968.332,41	-1.671.170,80
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	30.966,69	87.749,20	0,00	1.300,00	-182,16	746.015,71	757.159,51	-11.143,80
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-550.115,72	7.450.221,80	0,00	-80.275,00	-37.298,57	59.146.887,63	60.168.768,37	-1.021.880,74
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	408.931,07	2.347.069,20	0,00	76.655,00	-21.293,35	48.132.695,15	49.344.138,40	-1.211.443,25
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	1.304.441,71	4.484.416,30	0,00	105.470,00	-43.750,43	78.211.918,54	78.668.694,19	-456.775,65
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	275.519,91	58.288.584,90	0,00	43.955,00	-494.176,91	365.666.344,31	372.394.269,72	-6.272.925,41
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	3.279.087,42	16.638.922,30	0,00	-145.155,00	-134.338,07	115.096.384,86	117.086.048,22	-1.989.663,36
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-9.236,73	2.666.498,10	0,00	48.430,00	-50.869,38	39.497.548,95	39.618.857,53	-121.308,58
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	718.724,83	21.726.527,90	0,00	68.090,00	-167.444,26	141.934.671,52	140.901.707,39	1.032.964,13
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	242.592,40	2.177.289,10	0,00	38.450,00	-14.606,36	33.724.896,61	35.155.431,82	-1.430.535,21
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	210.751,88	1.013.163,90	0,00	21.570,00	-12.312,21	15.212.629,12	15.514.065,14	-301.436,02
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	-43.813,83	870.811,20	0,00	1.100,00	-98,10	6.057.076,11	6.551.483,53	-494.407,42
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-2.961.214,31	1.845.180,40	0,00	100,00	3.141,70	11.430.888,31	15.210.625,79	-3.779.737,48
Total	1.159.428.630,98	8.603.351,83	167.327.542,20	0,00	931.755,00	-1.134.115,37	1.335.157.164,64	1.354.677.407,02	-19.520.242,38

Fuente: Elaboración Propia

9. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2023 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

A continuación, se recogen los ajustes que son necesarios realizar en los importes de retribución devengados en 2023, desglosados por empresa según corresponda, por variación de la información y/o parámetros de la metodología retributiva.

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2023. En concreto se realizan ajustes en:

1. **La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones puestas en servicio en 2023 que el titular solicita incluir en el régimen retributivo de forma provisional, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 54.- Retribución año de gas 2023 asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo

TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido Provisional	Retribución Provisional 2023				
			Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	
Nuevo Muelle e instalaciones de descarga-carga	Regasificadora Noroeste, S.A.	9-ene.-23	5.368.166,79	194.738,43	212.020,53	0,00	406.758,95

Fuente: Elaboración Propia

2. **La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM durante 2022, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 55.- Ajuste de Retribución 2023, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022

Titular	Ajuste Retribución 2023
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-43.336,62

Fuente: Elaboración Propia

3. **El incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e)** tiene un importe idéntico al del año de gas 2024 pues este ha sido determinado con la información del sistema de liquidaciones en la liquidación provisional 14/2022.

Dado que la Resolución de 19 de mayo de 2022, estableció un incentivo provisional para la actividad de regasificación los ajustes a realizar en ambas actividades son los siguientes:

Cuadro 56. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación

En Euros	Nueva Retribución 2023	Retribución 2023 según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución IDS 2023
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	211.161,79	571.698,67	-360.536,88
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.780,42	0,00	10.780,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	59.588,00	-59.588,00
Total	221.942,21	631.286,66	-409.344,45

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 57. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte

En Euros	Nueva Retribución 2023	Retribución 2023 según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución IDS 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	343,17	0	343,17

Fuente: Elaboración Propia

4. Retribución de las actividades de regasificación y transporte por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ($OCOM_n^A$).

La retribución definitiva por estos conceptos se determinará una vez se hayan acreditado los costes implicados mediante la auditoría correspondiente y la CNMC haya analizado su admisibilidad según establecen las circulares.

Como se ha puesto de manifiesto al determinar la retribución $OCOM_n^A$ para el año de gas 2024, visto el escenario excepcional en el que nos encontramos, se considera que la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta por los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación de acuerdo con los costes de 2021 y 2022 informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC. En ausencia de esta información, se tomaría el coste previsto para el año de gas 2023 en la Resolución de 19 de mayo de 2022.

En los cuadros siguientes se recogen los importes de los ajustes a realizar en el año de gas 2023 por actividad y concepto de coste. Por su parte, el Anexo III recoge los cuadros con los importes provisionales considerados para cada año natural en la presente Resolución y en la Resolución de 19 de mayo 2022, así como el ajuste a realizar.

Cuadro 58. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2023 de la actividad de Regasificación por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	737.130,98	24.911.030,66	25.648.161,64
Bahía Bizkaia Gas S.L.	437.125,50	7.271.291,69	7.708.417,19
Regasificadora Noroeste, S.A.	176.634,18	5.628.595,47	5.805.229,65
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	361.423,12	9.356.568,19	9.717.991,31
Total	1.712.313,78	47.167.486,01	48.879.799,80

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 59. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2023 de la actividad de Transporte por conceptos de $OCOM_n^A$

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	406.308,20	2.417.327,27	55.144.491,73	57.968.127,20
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	100.148,56	100.148,56
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	1.568,09	1.568,09
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	19.440,38	19.440,38
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	88.846,22	88.846,22
Redexis Gas, S.A.	0,00	0,00	67.317,07	67.317,07
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	2.369,84	2.369,84
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	3.279,67	3.279,67
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	174,20	174,20
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	2.421,66	2.421,66
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	26.103,24	26.103,24
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	1.154,52	1.154,52
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	5.317,64	5.317,64
Total	406.308,20	2.417.327,27	55.462.632,81	58.286.268,28

Fuente: Elaboración Propia

5. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia del nuevo valor de retribución para el año 2020 y la información actualizada sobre el mercado atendido hasta septiembre 2022. Dada la necesidad de una mayor explicación que en los ajustes anteriores, se desarrolla a continuación en un epígrafe independiente.

Por último, dada la relevancia de la cifra, cabe señalar que el importe del incentivo por la liquidación de mermas de la actividad de regasificación, cuyo valor es determinado mediante una resolución específica, será de aproximadamente 15 millones de € para 2023 de acuerdo con la información disponible en esta Comisión en estos momentos.

9.1. Ajuste de la retribución 2023 de distribución

Es necesario ajustar la retribución de la actividad de distribución correspondiente al año de gas 2023 por tener tanto un nuevo valor de retribución para el año 2020 como por la información actualizada sobre el mercado atendido (puntos de suministro y energía suministrada hasta septiembre de 2022), lo que implica determinar de manera análoga a los años de gas 2021 y 2022:

- Una nueva retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE).
- Un nuevo valor de la retribución por desarrollo de mercado. En cuyo cálculo, se ha considerado la información del año de gas 2022 (liquidación 14/2022) para la caracterización del mercado. Es decir, la misma información que la utilizada para determinar la retribución para 2024 por

este mismo concepto. Por tanto, la retribución por empresa coincide con la determinada para el año de gas 2024.

Atendiendo a lo anterior, el siguiente cuadro muestra la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2023 (1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 19 de mayo de 2022 serían las siguientes.

Cuadro 60. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2023

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT Primera	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 19 may 2022	Ajuste Retribución Distribución 2022
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	349.765,28	517.152,50	0,00	26.510,00	12.689.664,88	12.784.896,43	-95.231,55
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	178.281,13	0,00	0,00	6.665,00	277.417,69	231.514,48	45.903,21
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	174.170,24	0,00	0,00	100,00	276.397,69	112.733,46	163.664,23
Madriñena Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-560.732,93	12.258.459,50	0,00	119.000,00	131.394.335,35	130.620.488,83	773.846,52
Redexis, S.A.	80.161.651,10	2.800.822,16	4.798.114,50	0,00	359.390,00	88.119.977,76	88.365.833,29	-245.855,53
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	578.675,36	1.010.041,00	0,00	20.220,00	16.213.784,77	16.090.482,53	123.302,24
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	2.308.776,16	9.558.353,50	0,00	132.915,00	93.921.311,81	95.936.157,89	-2.014.846,08
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-133.040,89	5.951.527,50	0,00	87.265,00	63.929.745,74	65.591.995,53	-1.662.249,79
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	30.966,69	62.678,00	0,00	1.300,00	721.126,67	732.249,30	-11.122,63
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-550.115,72	5.321.587,00	0,00	-80.275,00	57.055.551,40	58.060.507,59	-1.004.956,19
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	408.931,07	1.676.478,00	0,00	76.655,00	47.483.397,30	48.685.313,07	-1.201.915,77
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	1.304.441,71	3.203.154,50	0,00	105.470,00	76.974.407,17	77.414.915,67	-440.508,50
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	275.519,91	41.634.703,50	0,00	43.955,00	349.506.639,82	356.013.047,53	-6.506.407,71
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	3.279.087,42	11.884.944,50	0,00	-145.155,00	110.476.745,13	112.408.244,73	-1.931.499,60
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-9.236,73	1.904.641,50	0,00	48.430,00	38.786.561,73	38.881.427,41	-94.865,68
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	718.724,83	15.518.948,50	0,00	68.090,00	135.894.536,38	134.786.220,05	1.108.316,33
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	242.592,40	1.555.206,50	0,00	38.450,00	33.117.420,37	34.540.127,64	-1.422.707,27
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	210.751,88	723.688,50	0,00	21.570,00	14.935.465,93	15.231.536,40	-296.070,47
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	-43.813,83	622.008,00	0,00	1.100,00	5.808.371,01	6.302.758,18	-494.387,17
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-2.961.214,31	1.317.986,00	0,00	100,00	10.900.552,21	14.680.322,36	-3.779.770,15
Total	1.159.428.630,98	8.603.351,83	119.519.673,00	0,00	931.755,00	1.288.483.410,81	1.307.470.772,37	-18.987.361,56

Fuente: Elaboración Propia

10. DERECHOS DE ACOMETIDA Y PRECIOS DE ALQUILER DE CONTADORES Y EQUIPOS DE TELEMEDIDA PARA PRESIONES IGUALES O INFERIORES A 4 BAR EN VIGOR A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2023

De acuerdo con el artículo 91.2 de la Ley 34/1998, según la modificación que realiza el artículo 5.11 del Real Decreto-ley 1/2019, “se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones”.

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley 18/2014, el Gobierno establecerá la metodología para la retribución de los AASS y los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones (recogidos en el apartado 4.b) del citado artículo y en el artículo 66 de la propia Ley) mientras que la CNMC debe establecer los peajes y cánones que permitan cubrir los costes asociados al uso de las instalaciones, y en extenso aquellos otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

Asimismo, el citado artículo 91.2 de la Ley 34/1998 señala que la CNMC establecerá los límites superior e inferior de los derechos a pagar por las acometidas y, por otro lado, el artículo 7 de la Ley 3/2013, según la modificación que realiza el artículo 3.1 del Real Decreto-ley 1/2019, establece que la CNMC ejercerá, entre otras funciones dentro del sector del gas natural, la de establecer, mediante circulares, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas.

A lo anterior debe añadirse que la disposición transitoria vigésimo primera de la citada Ley 34/1998 establece que, en aquellas Comunidades Autónomas en las que no se hayan aprobado las cuantías relativas a los derechos de acometida a que se refiere el artículo 91, se aplicarán los importes previstos por este concepto de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, y las disposiciones normativas de desarrollo en las que se establezcan las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

En consecuencia, se propone prorrogar los precios vigentes hasta que se realicen los desarrollos normativos pertinentes que pudieran dar lugar a un nuevo régimen económico tanto de los derechos por acometidas como de los precios de alquiler de contadores y equipos de telemedida para presiones iguales o inferiores a 4 bar.

Por ello, se prorrogan los derechos de acometida en vigor desde el 1 de enero de 2015 cuando fueron publicados por la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y los precios de alquiler de contadores y equipos de telemedida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor desde el 1 de enero de 2019 cuando fueron establecidos en el anexo II de la Orden TEC/1367/2018.

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2024, desglosada por componentes retributivos	42
Cuadro 2. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2024, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos	42
Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M (<i>COMVU, ni, A</i>) para cada año natural del periodo 2021-2024	44
Cuadro 4. Retribución provisional para el año natural 2024 por COPEX	46
Cuadro 5. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2024 para regasificación	46
Cuadro 6. Retribución provisional por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para los años naturales 2023 y 2024	47
Cuadro 7. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>) para los años naturales 2023 y 2024	47
Cuadro 8. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (<i>REVUae</i>), para año de gas 2024	48
Cuadro 9. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2024 (<i>RCSae, A</i>)	49
Cuadro 10. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026	50
Cuadro 11. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (<i>RMPae</i>)	50
Cuadro 12. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)	51
Cuadro 13. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>) para el año de gas 2024	51
Cuadro 14. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (<i>RSAE ae</i>) para el año de gas 2024	53
Cuadro 15. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2024	54
Cuadro 16. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2024 desglosada por componentes retributivo	54
Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2024 desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos	55
Cuadro 18. Retribución provisional para cada año natural del periodo 2021-2024 por aplicación de los VV.UU. de O&M (<i>COMVU, ni, A</i>)	56
Cuadro 19. Retribución provisional de O&M para cada año natural del periodo 2021-2024 por instalaciones singulares (<i>COMsing, ni, A</i>)	56
Cuadro 20. Retribución provisional año natural 2024 por COPEX	57
Cuadro 21. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2024 para transporte	58
Cuadro 22. Retribución provisional para los años naturales 2023 y 2024 por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX	59

Cuadro 23. Retribución provisional los años naturales 2023 y 2024 por operación y mantenimiento de las instalaciones (RO&Mne).....	59
Cuadro 24. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REVUae), para año de gas 2024.....	61
Cuadro 25. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2024 (RCSae, A)	61
Cuadro 26. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026	62
Cuadro 27. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMPae)	63
Cuadro 28. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)	64
Cuadro 29. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPEae) para año de gas 2024.....	64
Cuadro 30. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2024	65
Cuadro 31. Desglose de la Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2024 entre la imputable a la red troncal y el resto	65
Cuadro 32. Determinación de la Retribución Base (RDE) provisional.....	67
Cuadro 33. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2024 por Empresa.....	70
Cuadro 34. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2024 por Empresa	71
Cuadro 35. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2024 (RTDae)	72
Cuadro 36. Regularización de la actividad distribución por adaptación de modelo para el año de gas 2021	73
Cuadro 37. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2024.....	74
Cuadro 38.- Ajuste de Retribución por Disponibilidad 2020, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022.....	75
Cuadro 39. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014.....	77
Cuadro 40. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014	78
Cuadro 41. Detalle del ajuste de la Retribución 2020 por la actividad de distribución a publicar en BOE	79
Cuadro 42.- Ajuste de Retribución 2021, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022	79
Cuadro 43. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2021 de la actividad de Regasificación por conceptos de OCOMnA	81
Cuadro 44. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2021 de la actividad de Transporte por conceptos de OCOMnA	81
Cuadro 45. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021	82
Cuadro 46. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2021	83

Cuadro 47.- Ajuste de Retribución 2022, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022	83
Cuadro 48. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación	84
Cuadro 49. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte	84
Cuadro 50. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2022 de la actividad de Regasificación por conceptos de OCOMnA	85
Cuadro 51. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2022 de la actividad de Transporte por conceptos de OCOMnA	85
Cuadro 52. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2022	87
Cuadro 53. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2022.....	87
Cuadro 54.- Retribución año de gas 2023 asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo	88
Cuadro 55.- Ajuste de Retribución 2023, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2022	88
Cuadro 56. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación	89
Cuadro 57. Ajuste Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte	89
Cuadro 58. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2023 de la actividad de Regasificación por conceptos de OCOMnA	89
Cuadro 59. Ajuste de la Retribución provisional del año gas 2023 de la actividad de Transporte por conceptos de OCOMnA	90
Cuadro 60. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2023.....	91

ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

ANEXO I.- GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

1. Antecedentes

El presente anexo tiene por finalidad motivar el modo en que la CNMC aplicará con relación a los COPEX de 2024, los criterios previstos en la Circular 9/2019, en particular, en sus artículos 6 (costes e ingresos considerados en la metodología), 7 (admisibilidad de costes) y 13 (gastos de explotación activados), así como en la Circular 8/2020, en su artículo 15.1, que indica qué costes se retribuyen por aplicación de los VVUU de O&M.

El concepto de COPEX surgió como consecuencia de las diferencias entre la contabilidad financiera y las metodologías retributivas desarrolladas en la regulación para el tratamiento de ciertos costes que, a efectos contables, son activados como mayor valor de inmovilizado por la empresa, pero que, a efectos retributivos, la regulación no los retribuye como costes de inversión sino como costes de explotación o O&M.

En términos generales, se ha venido entendiendo como COPEX o CAPEX (*Capital Expenditure*) de Explotación, los costes/gastos activados no recurrentes realizados para la actualización y mejora de las instalaciones en servicio cuyo devengo es posterior a la fecha del acta de puesta en servicio de las instalaciones, que no requerían autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución en los términos del artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, y que eran activados por el transportista como mayor valor de la inversión.

2. Normativa de aplicación

Con carácter previo a la explicación sobre el modo en que la Resolución aplicará la metodología retributiva de la CNMC en lo relativo a los COPEX de 2024, se resume brevemente la normativa de aplicación.

La metodología retributiva de la Circular 9/2019, complementada por la Circular 8/2020, clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

1. Costes No retribuibiles por la metodología de la Circular 9/2019.

Dichos costes son tanto los enumerados en el artículo 6.5 de la citada Circular como aquellos asociados a instalaciones que, de acuerdo con el artículo 5.3 de la citada Circular, no están incluidas en la metodología retributiva, es decir, *“aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, retribuidas económicamente por otra actividad con régimen económico regulado o a través de los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica u otros precios regulados diferentes de los peajes y cánones de*

transporte y regasificación que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo” o “aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, no sujetas a régimen económico regulado o cuyos costes se soporten por terceros”.

2. Costes retribuíbles a través de la retribución de inversión, es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

Dichos costes, tal y como define el artículo 5.1 de la Circular 9/2019, son tanto los asociados a las propias instalaciones con valores unitarios como *“los asociados a todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación, comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como los terrenos, edificaciones, equipos informáticos, instalaciones de odorización y control de calidad de gas, instalaciones de conexión y otros elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento en el momento de su puesta en servicio”* y aquellos que, tal y como recoge el artículo 5.2, estén considerados para determinar los valores unitarios de referencia de inversión y, por tanto retribuídos, a través de las instalaciones con retribución individualizada.

3. Costes retribuíbles a través de la retribución de O&M a VV.UU., es decir, a través de la retribución que se determina a partir de las instalaciones con retribución individualizada.

La retribución anual por operación y mantenimiento por aplicación de VV.UU. de referencia de la actividad (transporte o regasificación), tal y como recoge la Circular 9/2019 y desarrolla el artículo 15 de la Circular 8/2020, retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a:

- a) Las actuaciones y trabajos relacionados con la operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal, y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista relacionados con ella (costes de indirectos o de estructura), incluyéndose, entre otros, administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información o servicio de seguridad y vigilancia.
- b) Las actividades o trabajos de mantenimiento de conservación y disponibilidad, tanto en su vertiente preventiva/predictiva como correctiva, que son necesarios para garantizar que una instalación tiene unas condiciones adecuadas para el cumplimiento de sus funciones; o

- c) Las actividades o trabajos de mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Junto a los anteriores, tal y como recoge el artículo 5.2, también estarían los costes asociados que hayan sido considerados para determinar los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento y, por tanto, retribuidos, a través de las instalaciones con retribución individualizada, entre otros.

Por tanto, la retribución anual por operación y mantenimiento de transporte y regasificación por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad también retribuye aquellos otros conceptos de costes necesarios para el desempeño del transportista que son activados, o no, por la empresa, salvo que la Comisión determine, mediante resolución y previa audiencia, que dicho concepto de coste ha de considerarse un coste de operación y mantenimiento no incluido directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural y, por lo tanto, ha de retribuirse a través del concepto retributivo $OCOM_n^A$, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

4. Costes retribuibiles previa justificación a través de auditoría y que no están retribuidos vía la retribución de inversión o la retribución de O&M a VVUU de referencia:
- a) Gastos de explotación no activados como el gas de operación, odorizante (THT), electricidad de motores eléctricos de EC y de plantas de GNL, e incrementos de costes a partir del 1 de enero de 2021 por tasas municipales y de ocupación de dominio público portuario.
- b) Gastos de explotación, directos o indirectos, no recurrentes activados admitidos (o COPEX admitidos) según lo indicado en el artículo 13, y con la cuantía máxima anual por empresa que determine la CNMC de acuerdo con el artículo 22.3.

En el caso de los gastos directos, el motivo de su ejecución deberá ser por obsolescencia o por mejoras de O&M, seguridad y disponibilidad. En este sentido, cabe precisar que la obsolescencia se atenderá al sentido habitual del término consistente en la caída en desuso de máquinas, equipos y tecnologías por un insuficiente desempeño de sus funciones en

comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado y no por un mal funcionamiento derivado de averías, inadecuado mantenimiento y/u otros tipos de omisiones o negligencias.

En el caso de los gastos indirectos, el motivo de su ejecución deberá ser la necesidad para el desempeño por el transportista de las funciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento de las instalaciones que no tengan retribución reconocida bajo el régimen retributivo de la actividad.

Por tanto, si un tipo de coste es retribuido a través de los valores unitarios no puede ser retribuido por otro concepto retributivo, y viceversa. Históricamente las metodologías retributivas han observado este principio; de hecho, la retribución por valores unitarios de O&M de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 incluyó una mayoración por COPEX al advertir la existencia de este tipo de costes. El importe que han supuesto en 2020 los COPEX implícitos respecto a la retribución a valores unitarios de O&M de dicha metodología, ha sido el 8,98% para la actividad de transporte³⁷, y entre el 2,53% y el 3,17% para regasificación³⁸ según se compare con la retribución total de O&M o solo con la retribución de O&M fija.

En consecuencia, se tendrá en cuenta, tal como resulta de las Circulares de retribución, que si los valores unitarios de O&M retribuyen los costes recurrentes, directos e indirectos, derivados del desempeño habitual de la organización; los COPEX sólo podrán ser aquellos costes no recurrentes, directos e indirectos (tangibles o intangibles), en que de forma excepcional ha de incurrir la organización para el desempeño de la O&M de la actividad y, además, que no están reconocidos en el régimen retributivo de la misma.

Solo de esta forma, es posible establecer una relación unívoca entre estos costes y el concepto retributivo que los incluye, de modo que, por una parte, todos los costes admisibles sean cubiertos, y por otra no se retribuya dos veces por el mismo concepto.

De hecho, la metodología retributiva, por definición, determina la retribución considerada suficiente para cumplir con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley 34/1998, que establece la obligación general para los titulares de autorizaciones administrativas de instalaciones gasistas de *“realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de*

³⁷ Los COPEX implícitos imputados en los VVUU tienen un valor de 17.894.762 €, cuando la retribución de O&M en 2020 fue de 199.167.477,29 €.

³⁸ Los COPEX implícitos imputados en los VVUU tienen un valor de 4.141.353,23 €, cuando la retribución de O&M fija en 2020 fue de 130.717.724,33 € y la total de 163.983.032,16 €.

forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente". Por ello, no cabría aceptar que los transportistas justifiquen como posibles COPEX cualquier tipo de actuaciones necesarias para garantizar la disponibilidad de las instalaciones en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro³⁹.

Este Anexo se refiere a los criterios contenidos en las Circulares 9/2019 y 8/2020, a aplicar en las decisiones que deberán adoptarse, a los fines de dotar de transparencia a dicho ejercicio decisorio pues, en cualquier caso, tal y como señala la Circular, los COPEX a retribuir son aquellos que esta Comisión determine como admitidos previa comunicación de sus propuestas por los agentes. Es decir, no todas las propuestas presentadas por los agentes han de ser admitidas por esta Comisión como COPEX, pues puede considerar que se encuentran en alguna de las siguientes categorías:

- O bien son retribuidas vía los VVUU de inversión de manera expresa (como la transformación y/o ampliación de instalaciones individualizadas como p.ej. la conversión de EC de motor de gas a motor eléctrico, o por ser directamente una instalación individualizada como p.ej. instalaciones individuales no estandarizadas relativas a *bunkering*).
- O bien son retribuidas vía los VVUU de O&M, por considerarse dichas tipologías de costes en el cálculo de los VVUU de aplicación a partir del 1 de enero de 2021 (como p.ej. los mantenimientos correctivos y preventivos, las inspecciones, las mejoras recurrentes que se realizan en una empresa etc.).
- O bien son actuaciones no retribuíbles por la metodología, como pudieran ser:
 - Aquellas cuyos costes no han de formar parte de la retribución de acuerdo con el contenido del artículo 6.5 de la Circular 9/2019 (p.ej.

³⁹ Esta Comisión no tiene encomendada la función de impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte; ni la de aprobar procedimientos para garantizar la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones; ni la de establecer normas técnicas de seguridad y calidad industriales para las instalaciones de combustibles gaseosos, pues todas ellas recaen en otras autoridades, la CNMC únicamente establece la manera de retribuir a las empresas por el desempeño de su actividad, a través de un modelo retributivo que clasifica los gastos en los que incurren las empresas y calcula la retribución, en cumplimiento de las Leyes 34/1998 y 18/2014 y la Circular 9/2019. Por ello, la metodología retributiva ha de dotarse de los instrumentos necesarios para, la correcta clasificación de los costes admisibles y la trazabilidad de cómo son retribuidos cada uno, al objeto de cumplir con el principio de no pagar dos veces por el mismo concepto.

variantes, instalaciones para realizar productos o servicios conexos, etc.).

- Aquellas que no cumplen con los criterios de admisibilidad de costes del artículo 7 de la Circular 9/2019.
- Aquellas que se encuentran fuera del ámbito de las actividades reguladas de transporte y plantas de GNL (Ej. Actuaciones relativas al H₂ o actuaciones expresamente no reconocibles como las de I+D+i).

3. Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020

Teniendo en cuenta el apartado anterior, para la determinación definitiva como COPEX de 2024 se aplicarán los criterios que resultan de la Circular 9/2019 y de la Circular 8/2020 para que el coste pueda ser considerado COPEX, consistentes en lo siguiente:

1. Ser un coste no recurrente.
2. Estar activado (mayor valor del activo tangible o intangible) con fecha de devengo a partir del 1 de enero de 2023, y si está asociado a una instalación con retribución individualizada, además, con fecha posterior al acta de puesta en marcha de dicha instalación.
3. No haberse incurrido en cumplimiento de normativas específicas de las CC.AA. y/o entidades locales, porque les sería de aplicación lo dispuesto en el artículo 59.3 de la Ley 18/2014 y en la letra o) del artículo 6.5 de la Circular 9/2019.
4. En el caso de ser gastos directos, se tendrá en consideración el motivo de su ejecución, que deberá ser por obsolescencia o por mejoras de O&M, seguridad y disponibilidad. Para que exista obsolescencia en una instalación, se considerará que previamente deberá haberse declarado la imposibilidad o inconveniencia de su uso por falta de repuestos, incompatibilidades manifiestas y cuestiones de seguridad directamente relacionadas con ella. Dicho lo anterior, la existencia de una mejor tecnología en el mercado, no se considerará una razón suficiente para determinar que un equipo entra en obsolescencia, máxime si el equipo ha tenido y tiene un uso frecuente y continuado. Asimismo, la existencia de averías y fallos a subsanar, en sí misma, tampoco es razón suficiente para reflejar una obsolescencia, debiéndose cumplir lo indicado sobre falta de repuestos, incompatibilidades y seguridad.

5. En el caso de los gastos indirectos, se considerará que el motivo de su ejecución deberá ser la necesidad para el desempeño por el transportista de las funciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento de las instalaciones. La obsolescencia no se considerará, por tanto, un supuesto para la ejecución de un gasto indirecto.
6. En el caso de estar relacionados con las T.I.C⁴⁰. (nuevos equipos y programas informáticos/digitales), cuando sean gastos directos o indirectos, se considerará que deberán estar directamente relacionados con nuevas funciones y/o exigencias regulatorias.

En cualquier caso, la determinación definitiva como COPEX de 2024 tendrá en cuenta asimismo que todo lo anterior estará supeditado a que el coste no sea:

1. Un coste no retribuable, es decir, que no sea encuadrable en alguno de los supuestos enunciados en el artículo 6.5 de la Circular, y en particular, las letras d), e), i), n), o), p), q), r), s) y t)⁴¹.

Mención especial, tienen tanto la letra o) como la r) del citado artículo. La primera indica que no serán retribuíbles los sobrecostes causados, según el artículo 59.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, por aplicación, en alguna de sus áreas, de normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad regulada.

La segunda hace referencia a los costes e inversiones regulados del sistema gasista, directos o indirectos, que no estén asociados al uso de las instalaciones de transporte de gas y plantas de gas natural licuado, y que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, han de ser cubiertos por los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

⁴⁰ Tecnologías de la Información y la Comunicación.

⁴¹ Es decir, los costes directos o indirectos empleados en la realización de productos y servicios conexos, u otras actividades distintas de las reguladas; el inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas; los gastos (costes e inversiones) en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i); aquellos gastos (costes e inversiones) asociados al cierre, el desmantelamiento o el retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica; el gasto (coste e inversión) de variantes realizadas por petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.) al trazado de una canalización de gas ya existente; los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión transporte–distribución o transporte primario– transporte secundario, o su ampliación, desde el 1 de noviembre de 2015; los costes directos o indirectos que correspondan al uso de las instalaciones de distribución y de almacenamiento subterráneo básico, y a la Gestión Técnica del Sistema u otras actividades con régimen económico regulado distinto al de las actividades de transporte y regasificación; y aquellos costes e inversiones que, en aplicación del artículo 91.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se tengan en consideración para establecer el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

2. Un coste retribuable a través de la retribución por inversión, es decir, si el coste está asociado a una nueva inversión, ampliación de capacidad y/o transformación de tipo, de una instalación con retribución individualizada (por ejemplo instalaciones individuales no estandarizadas relativas a bunkering o la transformación de equipos de Estaciones de Compresión con equipo motores térmicos a motores eléctricos, o por ser directamente una instalación individualizada), o si el coste se corresponde con equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación de las instalaciones (por ejemplo, de comunicación, protección, control, suministro eléctrico, etc.) que debían haberse instalado en el momento de la puesta en servicio de la instalación.
3. Un coste incluido en los VVUU de O&M, pues dichos valores retribuyen los costes directos e indirectos recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a tanto las actuaciones y trabajos relacionados con la operación, mantenimiento y gestión de la red de transporte y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista en relación con la actividad de transporte y o plantas de regasificación.

Por tanto, se tendrá en cuenta que en tales costes están contemplados los gastos recurrentes, activados o no, para corregir los desgastes, disfuncionalidades, reparaciones, correcciones derivadas de incidencias/averías/indisponibilidades/mal funcionamiento y similares, así como de las condiciones meteorológicas y accidentes, el paso del tiempo y/o el normal uso de la instalación, al estar todas ellas asociados a la operación y mantenimiento.

También se parte de que están contemplados en los VVUU de O&M, aquellos costes recurrentes en el normal desarrollo de la actividad de la empresa, y en particular con el desarrollo de la actividad de transporte y o plantas de regasificación, para adecuarse a las obligaciones normativas, de seguridad, de suministro y calidad, así como a las instrucciones de las autoridades competentes en atención a lo dispuesto en el citado artículo 68 de la Ley 34/1998.

A estos efectos, y como ejemplos no limitativos, dentro de este bloque de costes que se considerarán no admisibles por COPEX estarían los costes asociados a actuaciones de cambios de piezas por desgaste/corrosión, pintado, re-perlitado de tanques, re-metalizado de vaporizadores, cambios luminarias, acomodación/renovación de edificios, adecuación de laboratorios, grandes mantenimientos u overhauls, mantenimientos correctivos, equipamiento de uso general de una empresa (mobiliario, hardware y software) y su renovación, etc.

4. Un coste cuya retribución se establezca a partir del valor auditado admitido como el gas de operación, odorizante (THT), electricidad de motores eléctricos de EC y de plantas de GNL, e incrementos de tasas municipales y de ocupación de dominio público portuario a partir del 1 de enero de 2021.
5. Un coste asociado a adecuaciones/subsanaciones/mejoras relacionadas con la resolución de problemas derivados de negligencias, defectos, omisiones previas o por problemas constructivos originales que, incluso, afloren en la actualidad.

4. Criterios de racionalidad de costes en los COPEX

Los COPEX, en tanto costes retribuíbles, han de cumplir con los criterios de admisibilidad definidos en el artículo 7 de la Circular 9/2019. El presente apartado explica el modo en que se aplicarán las consideraciones de dicho artículo 7. De este último artículo resulta que al igual que otros costes admisibles, los COPEX han de ser necesarios para la obtención de un producto o servicio final de la actividad; asignables, es decir, que exista una relación causal entre el coste y el bien o servicio que constituye el objeto de la actividad; han de ser ciertos y estar registrados en la contabilidad financiera; han de tener concordancia con las disposiciones y estándares reconocidos aplicables a la actividad regulada; y con los precios de mercado e históricos.

Para ello, y al igual que otros costes retribuíbles, se tendrá en consideración que se debe acreditar tanto la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa y los estándares técnicos, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental o de las normas de gestión técnica del sistema para su inclusión en el sistema retributivo como su coherencia económica y financiera.

Como resulta del artículo 7, citado, y atendiendo a la racionalidad de los costes, la actuación de COPEX debe ser costo-eficiente, es decir, la realización de la misma no puede resultar más gravosa para el Sistema gasista que otra solución alternativa como podría ser el cierre de la instalación sobre la que se pretende hacer y su sustitución por una instalación nueva. En dicho análisis se tendrá en cuenta, en lo procedente, la retribución por extensión de vida útil (REUV) que recibe la instalación. Por tanto, se considerará que el valor de los COPEX asociados a una misma instalación con retribución individualizada deberá ser inferior al valor de inversión de dicha instalación a VV.UU. o, en aquellos que proceda, al valor de inversión a VV.UU. de una ampliación de la misma. Como ejemplo no limitativo, señálese que la existencia de varios COPEX para una posición de gasoducto de transporte, no podría tener un valor superior al valor de inversión a VVUU de la posición; o los COPEX asociados a una ERM, según su alcance, no deben ser superiores al valor de inversión a VVUU de la ERM o de su ampliación con una tercera línea.

Bajo el mismo criterio de la racionalidad de los costes, se tendrá en cuenta que el valor de los COPEX debe tener unos *indicadores económico-financieros, como por ejemplo los paybacks* coherentes y, en el caso de los COPEX directos equilibrados con la vida útil de la instalación asociada. Así, por ejemplo, una actuación cuyo objetivo fuera la reducción del coste del suministro eléctrico debería tener un periodo de retorno razonable teniendo en cuenta el ahorro generado y la duración de los periodos regulatorios y la vida útil regulatoria remanente de la instalación donde se efectúa.

Asimismo, y bajo el criterio de racionabilidad de costes, una vez ejecutado un COPEX directo, por su carácter de no recurrente, no debería acometerse ningún otro COPEX con el mismo alcance hasta que transcurriese un periodo equivalente a la vida útil del tipo de instalación implicada, salvo en los casos que el periodo de años máximo previsto en la tabla de coeficientes de amortización lineal del artículo 12 de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, o norma que lo sustituya, sea inferior, en cuyo caso se utilizará este último.

Atendiendo al criterio de necesidad dado que la Comisión en ningún momento autoriza o deniega la realización de las actuaciones de ampliación, modificación, mejora, adaptación, sustitución, mantenimiento de las instalaciones ni parciales ni integrales⁴²; ni puede impartir instrucciones o establecer procedimientos o normas para ello, se considerará pertinente, en función del alcance de la actuación a realizar, que se acredite que la autoridad competente fue informada y su contestación al respecto.

Por otro lado, atendiendo tanto al criterio de necesidad como al de racionalidad de los costes, en general, se considerará que las actuaciones de las empresas que tengan como objetivo fundamental producir un ahorro de costes de O&M y/o unas mejoras de eficiencia en la O&M que, de manera general, se reconocen a través de los VVUU (p.ej. costes de personal, costes en la contratación de servicios exteriores, consumos eléctricos distintos a los reconocidos por auditoría, compras de repuestos, consumibles, productos químicos distintos a los reconocidos por auditoría etc.), no serán COPEX porque dichas actuaciones se retribuyen a través de:

- De los márgenes generados entre los VVUU y los costes reales de O&M en el presente periodo regulatorio.

⁴² Al respecto debe tenerse en consideración el régimen de autorización previsto en el artículo 67 de la Ley 34/1998 y desarrollado en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

- El posible incremento de Retribución por Mejoras de Productividad (RMP) en el siguiente periodo regulatorio al haber bajado sus costes reales respecto a los nuevos VVUU.

Es decir, se considera que la empresa, tomará una decisión eficiente (efectuar o no el proyecto en cuestión) según los beneficios reales esperados por razones de eficiencia interna y beneficio propio.

5. Gastos de explotación activados (COPEX) propuestos por las empresas transportistas

Las empresas transportistas han facilitado información en julio de 2020, 2021 y 2022, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos para 2021, 2022 y 2023 a través del trámite de la Sede Electrónica “PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)”.

Para ello, las empresas han debido identificar cada COPEX con un código identificativo único, junto a su descriptivo, fechas de inicio/fin, importe a incurrir, instalación afectada, documentación sobre la necesidad de la actuación que genera el gasto de explotación activado, la información de detalle y el alcance del gasto de explotación activado que se prevé realizar.

Además, las empresas también han informado en octubre de 2020, 2021 y 2022 sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019.

En julio de 2023, las empresas volverán a comunicar nuevos gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir para 2024 y siguientes, a través del trámite de la Sede Electrónica “PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)”.

A la vista de que este proceso es de reciente implementación en el sector y se evidencia la existencia de desajustes en los procesos de información que pueden dar lugar a la presentación de proyectos para el año 2024 con posterioridad al momento de publicación de la Resolución de Retribución del año de gas 2024, se ha optado por aplicar un principio de prudencia a los importes a reconocer a cada empresa. Por ello, se tomará como retribución provisional de los gastos de explotación activados en 2024, las cuantías de retribución anual provisional

recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC⁴³, para COPEX iniciados y finalizados en 2021.

En cualquier caso, dichos importes son valores provisionales por COPEX a cuenta de su posterior acreditación, y a falta de poder basarse en valores auditados de años anteriores, en los términos establecidos en el artículo 12.3 de la Circular 9/2019. Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc., que den lugar al reconocimiento definitivo de la retribución por COPEX para 2024 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantendrán para el año natural 2024 las cuantías máximas de inversión en COPEX realizable, que estableció la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC, para el año natural 2021. Todo ello sin perjuicio del posterior análisis de admisibilidad de cada una de las actuaciones que se realicen, de acuerdo con lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020 y la interpretación dada en el Anexo I de esta Memoria.

⁴³ Por la que se estableció la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

ANEXO II. RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2022

ANEXO II.- RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2022

1. Antecedentes

La DGPEM dictó la Resolución de 22 de diciembre 2022 de inclusión en régimen retributivo definitivo de la Estación de Compresión Euskadour puesta en servicio en el año 2015⁴⁴, propiedad de ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. que se caracterizan por establecer los importes y ajustes hasta el año 2019 conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Por tanto, como a partir del año 2020 la determinación de la retribución de las actividades de transporte y regasificación es competencia de esta Comisión, la Resolución que establece la retribución del año de gas 2024 recogerá los ajustes de retribución que correspondan por las retribuciones definitivas del año natural 2020 y los años de gas 2021 (1 enero a 30 septiembre), 2022 (1 de octubre 2021 a 30 septiembre 2022) y 2023 (1 de octubre 2022 a 30 septiembre 2023) de las instalaciones de las citadas resoluciones.

2. Retribución de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo

En el siguiente cuadro, se recoge los ajustes a realizar en el año natural 2020 y en los años de gas 2021, 2022 y 2023 por las diferencias entre las retribuciones definitiva y provisional de la Estación de Compresión de Euskadour.

Tabla 1. Ajustes a aplicar en la retribución por la inclusión definitiva de la Estación de Compresión de Euskadour, propiedad de ENAGAS TRANSPORTE

	Retribución Definitiva				Retribución A cuenta				Ajuste Retribución
	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	
Año Natural 2020	1.135.156,85	924.471,73	623.998,00	2.683.626,58	1.160.268,89	944.922,98	623.998,00	2.729.189,87	-45.563,29
Año Gas 2021	853.556,24	692.812,66	365.190,95	1.911.559,85	872.438,69	708.139,12	365.190,95	1.945.768,77	-34.208,92
Año Gas 2022	1.141.201,57	879.854,53	486.921,27	2.507.977,36	1.166.447,33	899.318,75	486.921,27	2.552.687,35	-44.709,99
Año Gas 2023	1.141.201,57	817.773,16	486.921,27	2.445.896,00	1.166.447,33	835.864,01	486.921,27	2.489.232,62	-43.336,62

Fuente: Elaboración Propia

⁴⁴ En concreto, el 30 de noviembre de 2015, el valor de inversión reconocido de la instalación es 22.703.136,90 €

**ANEXO III. DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES A REALIZAR
EN LA RETRIBUCIÓN PROVISIONAL DE LAS ACTIVIDADES
DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE POR OTROS
COSTES DE O&M QUE NO ESTÁN INCLUIDOS EN LOS
VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE O&M ($OCOM_n^A$)
PARA LOS AÑOS DE GAS 2021, 2022 Y 2023**

ANEXO III.- DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES A REALIZAR EN LA RETRIBUCIÓN PROVISIONAL DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE POR OTROS COSTES DE O&M QUE NO ESTÁN INCLUIDOS EN LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE O&M (OCOM_n^A) PARA LOS AÑOS DE GAS 2021, 2022 Y 2023

1. Antecedentes

En julio de 2022, en atención de lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 19 de la Circular 9/2019, las empresas aportaron la información auditada⁴⁵ correspondiente al año natural 2021 del gasto incurrido en estos costes para el análisis y toma en consideración por parte de esta Comisión.

Asimismo, a la vista el escenario excepcional de precios de los últimos meses, algunas empresas también han aportado la información correspondiente al año natural 2022 que será informada a esta Comisión en julio de 2023 una vez sea auditada.

2. Criterios aplicables

A la vista de la información suministrada, los análisis efectuados y el escenario excepcional en el que nos encontramos, se considera que la mejor opción es aplicar los siguientes criterios para cada tipo de coste hasta finalizar los trabajos de análisis de admisibilidad que permitan resolver sobre el reconocimiento definitivo de los mismos:

- Actualizar la retribución provisional de los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación tomando en consideración:
 - Para el año 2021, los costes auditados informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC.
 - Para el año 2022, los costes auditados informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC.
 - En ausencia de esta información, se tomaría el coste previsto para el año de gas 2023 en la Resolución de 19 de mayo de 2022.
- Mantener la retribución provisional de los gastos de explotación activados hasta finalizar los trabajos de análisis que permitan resolver sobre el reconocimiento definitivo como COPEX de 2021 de las actuaciones

⁴⁵ De acuerdo con el procedimiento "PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)" de la Sede Electrónica

informadas y la cuantía de las regularizaciones pertinentes en que proceda para cada una de ellas.

- Mantener el criterio de considerar un incremento nulo de los costes incurridos por la actualización de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables a partir del 1 de enero de 2021.

Para determinar el ajuste retributivo para cada año de gas, se aplica la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular a la diferencia de importes de cada año natural considerados en la propuesta de Resolución y en la Resolución de 19 de mayo 2022. Es decir, para el año de gas “a” sería $\frac{1}{4}$ de la diferencia de costes del año natural “a-1” más $\frac{3}{4}$ de la diferencia de costes del año natural “a”.

3. Actividad de Regasificación

3.1. Importes provisionales considerados en la Resolución de 19 de mayo 2022 para los años naturales

Tabla 2. Importes considerados en los años 2021, 2022 y 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	973.703,08	12.833.146,95		13.806.850,02
Bahía Bizkaia Gas S.L.	356.209,50	3.446.594,31		3.802.803,81
Regasificadora Noroeste, S.A.	100.842,82	1.754.705,54		1.855.548,35
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	169.052,51	2.305.989,97		2.475.042,48
Total	1.599.807,90	20.340.436,75	0,00	21.940.244,65

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Importes provisionales considerados en la propuesta de Resolución de para los años naturales

Tabla 3. Importes considerados en Año 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	923.677,86	21.199.115,73		22.122.793,59
Bahía Bizkaia Gas S.L.	428.202,01	6.258.349,32		6.686.551,33
Regasificadora Noroeste, S.A.	205.862,19	3.260.868,31		3.466.730,50
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	162.262,32	5.224.274,50		5.386.536,82
Total	1.720.004,38	35.942.607,86	0,00	37.662.612,24

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. Importes considerados en los Años 2022 y 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.710.834,05	37.744.177,61		39.455.011,66
Bahía Bizkaia Gas S.L.	793.335,00	10.717.886,00		11.511.221,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	277.477,00	7.383.301,00		7.660.778,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	572.879,54	11.362.471,62		11.935.351,16
Total	3.354.525,59	67.207.836,23	0,00	70.562.361,82

Fuente: Elaboración Propia

3.3. Importes de los ajustes a realizar para los años de gas

Tabla 5. Ajuste para el Año de Gas 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-37.518,91	6.274.476,59	0,00	6.236.957,68
Bahía Bizkaia Gas S.L.	53.994,38	2.108.816,26	0,00	2.162.810,64
Regasificadora Noroeste, S.A.	78.764,53	1.129.622,08	0,00	1.208.386,61
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	-5.092,64	2.188.713,40	0	2.183.620,76
Total	90.147,36	11.701.628,33	0,00	11.791.775,69

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6. Ajuste para el Año de Gas 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	540.341,93	20.774.765,19	0,00	21.315.107,12
Bahía Bizkaia Gas S.L.	345.842,25	6.156.407,52	0,00	6.502.249,78
Regasificadora Noroeste, S.A.	158.730,48	4.597.987,29	0,00	4.756.717,77
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	301.172,72	7.521.932,37	0	7.823.105,10
Total	1.346.087,39	39.051.092,39	0,00	40.397.179,77

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 7. Ajuste para el Año de Gas 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Incremento tasas de ocupación del dominio público portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	737.130,98	24.911.030,66	0,00	25.648.161,64
Bahía Bizkaia Gas S.L.	437.125,50	7.271.291,69	0,00	7.708.417,19
Regasificadora Noroeste, S.A.	176.634,18	5.628.595,47	0,00	5.805.229,65
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	361.423,12	9.356.568,19	0	9.717.991,31
Total	1.712.313,78	47.167.486,01	0,00	48.879.799,80

Fuente: Elaboración Propia

4. Actividad de Transporte

4.1. Importes provisionales considerados en la Resolución de 19 de mayo 2022 para los años naturales

Tabla 8. Importes considerados para el año 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.212.801,76	1.185.909,00	51.016.083,42		54.414.794,18
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			699.945,85		699.945,85
Regasificadora Noroeste, S.A.			4.345,07		4.345,07
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		87.860,14		91.623,14
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		401.537,62		426.031,62
Redexis Gas, S.A.	847,00		304.237,31		305.084,31
Redexis Gas Murcia, S.A.			10.710,41		10.710,41
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		14.822,34		15.562,34
NEDGIA CEGAS, S.A.			787,29		787,29
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		10.944,59		66.444,59
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			117.972,75		117.972,75
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			5.217,82		5.217,82
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			24.032,89		24.032,89
Total	2.298.145,76	1.185.909,00	52.698.497,50	0,00	56.182.552,26

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 9. Importes considerados para el año 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.212.801,76	1.185.909,00	64.121.837,09		67.520.547,85
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			879.758,13		879.758,13
Regasificadora Noroeste, S.A.			5.461,29		5.461,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		110.430,93		114.193,93
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		504.690,45		529.184,45
Redexis Gas, S.A.	847,00		382.394,21		383.241,21
Redexis Gas Murcia, S.A.			13.461,85		13.461,85
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		18.630,12		19.370,12
NEDGIA CEGAS, S.A.			989,54		989,54
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		13.756,20		69.256,20
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			148.279,31		148.279,31
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			6.558,24		6.558,24
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			30.206,81		30.206,81
Total	2.298.145,76	1.185.909,00	66.236.454,17	0,00	69.720.508,93

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 10. Importes considerados para el año 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.212.801,76	1.185.909,00	49.071.071,74		52.469.782,50
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			673.260,09		673.260,09
Regasificadora Noroeste, S.A.			4.179,41		4.179,41
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		84.510,43		88.273,43
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		386.228,82		410.722,82
Redexis Gas, S.A.	847,00		292.638,12		293.485,12
Redexis Gas Murcia, S.A.			10.302,07		10.302,07
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		14.257,23		14.997,23
NEDGIA CEGAS, S.A.			757,28		757,28
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		10.527,32		66.027,32
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			113.474,99		113.474,99
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			5.018,88		5.018,88
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			23.116,62		23.116,62
Total	2.298.145,76	1.185.909,00	50.689.343,01	0,00	54.173.397,77

Fuente: Elaboración Propia

4.2. Importes provisionales considerados en la Resolución de para los años naturales

Tabla 11. Importes considerados para el año 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.411.217,00	1.680.295,45	49.973.726,00		54.065.238,45
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			583.039,00		583.039,00
Regasificadora Noroeste, S.A.			2.919,42		2.919,42
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.524,20		78.472,95		81.997,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	25.579,40		353.414,56		378.993,96
Redexis Gas, S.A.	26.818,00		285.583,56		312.401,56
Redexis Gas Murcia, S.A.			10.391,25		10.391,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		14.822,34		15.562,34
NEDGIA CEGAS, S.A.			787,29		787,29
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		10.944,59		66.444,59
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			117.972,75		117.972,75
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			5.217,82		5.217,82
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			24.032,89		24.032,89
Total	2.523.378,60	1.680.295,45	51.461.324,42	0,00	55.664.998,47

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 12. Importes considerados para los años 2022 y 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.619.109,96	3.603.236,27	107.978.254,81		114.200.601,04
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			825.033,16		825.033,16
Regasificadora Noroeste, S.A.			6.067,97		6.067,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		110.430,93		114.193,93
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		504.690,45		529.184,45
Redexis Gas, S.A.	847,00		382.394,21		383.241,21
Redexis Gas Murcia, S.A.			13.461,85		13.461,85
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		18.630,12		19.370,12
NEDGIA CEGAS, S.A.			989,54		989,54
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		13.756,20		69.256,20
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			148.279,31		148.279,31
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			6.558,24		6.558,24
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			30.206,81		30.206,81
Total	2.704.453,96	3.603.236,27	110.038.753,60	0,00	116.346.443,83

Fuente: Elaboración Propia

4.3. Importes de los ajustes a realizar para los años de gas

Tabla 13. Ajuste para el Año de Gas 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	148.811,43	370.789,84	-781.768,07	0,00	-262.166,80
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-87.680,14	0,00	-87.680,14
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	-1.069,24	0,00	-1.069,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	-179,10	0,00	-7.040,39	0,00	-7.219,49
Redexis Infraestructuras, S.L.	814,05	0,00	-36.092,30	0,00	-35.278,25
Redexis Gas, S.A.	19.478,25	0,00	-13.990,31	0,00	5.487,94
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	-239,37	0,00	-239,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0	0,00
Total	168.924,63	370.789,84	-927.879,81	0,00	-388.165,34

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14. Ajuste para el Año de Gas 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	354.334,96	1.936.592,07	32.631.723,94	0,00	34.922.650,96
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-70.270,44	0,00	-70.270,44
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	98,60	0,00	98,60
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	-59,70	0,00	-2.346,80	0,00	-2.406,50
Redexis Infraestructuras, S.L.	271,35	0,00	-12.030,77	0,00	-11.759,42
Redexis Gas, S.A.	6.492,75	0,00	-4.663,44	0,00	1.829,31
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	-79,79	0,00	-79,79
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0	0,00
Total	361.039,36	1.936.592,07	32.542.431,30	0,00	34.840.062,73

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 15. Ajuste para el Año de Gas 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público local	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	406.308,20	2.417.327,27	55.144.491,73	0,00	57.968.127,20
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	100.148,56	0,00	100.148,56
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	1.568,09	0,00	1.568,09
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	19.440,38	0,00	19.440,38
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	88.846,22	0,00	88.846,22
Redexis Gas, S.A.	0,00	0,00	67.317,07	0,00	67.317,07
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	2.369,84	0,00	2.369,84
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	3.279,67	0,00	3.279,67
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	174,20	0,00	174,20
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	2.421,66	0,00	2.421,66
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	26.103,24	0,00	26.103,24
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	1.154,52	0,00	1.154,52
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	5.317,64	0	5.317,64
Total	406.308,20	2.417.327,27	55.462.632,81	0,00	58.286.268,28

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO IV. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DE LA CIRCULAR 4/2020 DE LA CNMC

ANEXO IV.- NUMERO DE PUNTOS EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DE LA CIRCULAR 4/2020 DE LA CNMC

1. Normativa de aplicación

El artículo 7 de la Circular 4/2020 de la CNMC establece la retribución por desarrollo de mercado devengada para el año de gas de una empresa.

La fórmula retributiva contiene, entre otros, un parámetro relacionado con la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios de gasificación reciente, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas y a 31 de diciembre de 2020.

El apartado 3 del citado artículo indica que *“un término municipal será calificado de gasificación reciente durante los cinco primeros años de gas «a» en los que se desarrolla por primera vez en su territorio una red de distribución cuya primera puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2020. A efectos de cómputo, el primero de los cinco años de gas será aquel en el que se obtenga la primera acta de puesta en servicio de alguna instalación de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM o gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan puntos de suministro conectados a ellas”*.

Además, la Disposición Transitoria Tercera de la Circular 4/2020, sobre retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021, indica que *“para aquellos municipios que, a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, tuvieron la consideración de municipios de gasificación reciente, se les seguirá aplicando la retribución unitaria por punto de suministro establecida en esta circular hasta el cumplimiento de los cinco años desde el año de su primera puesta en servicio”*.

Por su parte, el apartado l) del artículo 10 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, determina que las empresas distribuidoras deben llevar una base de datos de los consumidores conectados a sus instalaciones - referida a los puntos de suministro (PS) conectados a sus redes, (el SCTD⁴⁶)-, en la que se hallan incluidos los datos sobre cada PS, determinados en el artículo 43 del Real Decreto 1434/2002, haciendo constar, entre otros, el código de identificación del PS (los CUPS), el nombre y código de la empresa, la ubicación del PS, la presión, consumos de los dos últimos años, etc.

⁴⁶ El Sistema de Comunicación Transporte Distribución (SCTD) es un sistema informático de **intercambio de información** mediante mensajería electrónica a través del cual las empresas comercializadoras pueden gestionar los contratos de acceso de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor, así como el acceso al **Registro de Puntos de Suministro (art 43 del RD 1434/2002, de 27 de diciembre)**.

2. Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente a efectos de la Circular 4/2020

Teniendo en cuenta las disposiciones aplicables, así como la información remitida por las empresas distribuidoras, esta Comisión procede a verificar y determinar, por un lado, la fecha de inicio de la gasificación de cada municipio, y de otro lado, el número de puntos de suministro (PS) existente en dichos municipios a 30 de septiembre de 2021.

Para validar si un municipio se considera de gasificación reciente, se utiliza la información aportada por las empresas, comprobando, con la información disponible en esta Comisión, si se encuentra algún elemento que acredita que hay instalaciones de distribución puestas en servicio o puntos de suministro con consumo realizado anterior al 1 de enero de 2021.

Los **criterios aplicados** por esta Comisión son los siguientes:

2.1. Municipios considerados

La Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC establece una retribución adicional por distribución de gas natural por los clientes situados en los municipios de gasificación reciente.

En consecuencia, se establece como referencia la figura administrativa territorial del municipio, considerándose como tal lo recogido por el INE en su base de datos⁴⁷.

2.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio

Según establece el apartado 3 del artículo 7 de la Circular 4/2020⁴⁸, para la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se consideran las siguientes fechas:

- Las fechas de las autorizaciones de puesta en servicio (actas de puesta en marcha-APM) de las distintas instalaciones de distribución⁴⁹ en el municipio:

⁴⁷ <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t20/e245/codmun&file=inebase>

⁴⁸ *Un término municipal será calificado de gasificación reciente durante los cinco primeros años de gas «a» en los que se desarrolla por primera vez en su territorio una red de distribución cuya primera puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2020. A efectos de cómputo, el primero de los cinco años de gas será aquel en el que se obtenga la primera acta de puesta en servicio de alguna instalación de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM o gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan puntos de suministro conectados a ellas*

⁴⁹ El artículo 73 de la Ley 34/1998 establece que se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario. Asimismo, tendrán también la

- de planta satélite de GNL que alimenta a la red de distribución del municipio
- de una parte, o de toda la red de distribución del municipio
- de la antena de conexión a la red de distribución del municipio o de un núcleo urbano.
- En aquellos municipios para los que se han autorizado puestas en marcha de las distintas instalaciones de distribución, se considera como la fecha de inicio de la gasificación la fecha más temprana de todas ellas.

No obstante, no se consideran como municipios de gasificación reciente aquellos municipios que tienen puntos de suministro en el Sistema de Liquidaciones (SIFCO), con suministro facturado anterior al año 2021, o que hayan tenido retribución específica donde se haya puesto de manifiesto autorizaciones de puestas en servicio del municipio anteriores al año 2021.

2.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2021, 2022 y años posteriores

Para los valores de 2021, esta Comisión utiliza la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de puntos de suministro para realizar la liquidación definitiva de 2021⁵⁰ por el Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) de la CNMC, base de datos que tiene su origen en las funciones otorgadas a esta Comisión en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre⁵¹.

Para los valores de 2022 y años posteriores, esta Comisión utiliza la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de puntos de suministro en el Patrón PAT-05 del Fichero Facturas para la liquidación 14 de 2022⁵² del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas de la CNMC, base de datos que tiene su origen en las funciones otorgadas a esta Comisión en la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre⁵³.

Los valores serán ratificados o modificados cuando se tenga la información de la liquidación definitiva de 2022 y se vaya a determinar una nueva retribución anual.

consideración de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución. Igualmente, tendrán la consideración de instalaciones de distribución las instalaciones de conexión entre la red de transporte y distribución en los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

⁵⁰ *Período de liquidación: de 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 (incluye facturación de octubre y noviembre de 2021).*

⁵¹ *Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.*

⁵² *Período de liquidación: de 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022*

⁵³ *Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista.*

3. Municipios de gasificación reciente desde el año 2021

Según los criterios indicados en el apartado 2.3 de este anexo, junto con la información declarada por las empresas distribuidoras, y las comprobaciones realizadas por esta Comisión, a continuación, se resume para cada empresa distribuidora el número de puntos de suministro por tipo de peaje contratado a 30 de septiembre de 2022 en municipios donde ha sido introducido el gas natural a partir del 1 de enero de 2021.

En el análisis se ha puesto de manifiesto que el municipio de Montuiri, en las islas Baleares, ha de considerarse municipio de reciente gasificación de 2021 porque el ramal para el suministro de las instalaciones de la planta de ABISA, con autorización administrativa previa de 9 septiembre de 2020, obtuvo el Acta de puesta en servicio con fecha 27 de octubre de 2021.

Tabla 16. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2021 por tipo de peaje en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente

DISTRIBUIDORA	Nº PdS según peajes				Total PdS
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	RESTO	
Redexis, S.A.			1		1

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 17. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2022, 2023 y 2024 por tipo de peaje en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente

DISTRIBUIDORA	Nº PdS según peajes			Total PdS
	Peajes de P<4bar y Cons<50MW	Peajes de P<4bar y Cons>50MW	Resto de peajes	
Redexis, S.A.	22	1	1	24

Fuente: Elaboración Propia

4. Municipios de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020

De acuerdo con la Disposición Transitoria Tercera de la Circular 4/2020, los municipios que tuvieran la consideración de municipios de gasificación reciente a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, “se les seguirá aplicando la retribución unitaria por punto de suministro establecida en la circular hasta el cumplimiento de los cinco años desde el año de su primera puesta en servicio”.

Por tanto, hay que determinar cuáles de ellos han cumplido cinco años desde el año de su primera puesta en servicio. Dado que todos tuvieron su primera puesta en servicio durante el periodo 2014-2020, los municipios habrán cumplido 5 años de acuerdo con el siguiente cuadro:

Tabla 18. Año cuando el municipio de gasificación reciente del periodo 2014-2020 cumplen 5 años desde su primera puesta en servicio

Año de primera puesta en servicio del municipio	Año de cumplimiento del plazo de 5 años desde su primera puesta en servicio
2014	2018
2015	2019
2016	2020
2017	2021
2018	2022
2019	2023
2020	2024

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, para determinar los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2020 solo se tendrán en cuenta los puntos de suministro de aquellos municipios que tuvieron su primera puesta en servicio en los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020; para los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 30 de septiembre de 2021, los de 2017, 2018, 2019 y 2020; y para los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 30 de septiembre de 2022, los de 2018, 2019 y 2020. Para los años de gas 2023 y 2024, provisionalmente, se toman los valores 2022.

4.1. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020

Según los criterios indicados en el apartado 2.3 de este anexo, junto con la información declarada por las empresas distribuidoras, y las comprobaciones realizadas por esta Comisión, a continuación, se resumen, desglosados por empresa y peaje, los puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020.

Tabla 19. Puntos Suministro a 30 diciembre de 2020 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente

	PdS a 31 diciembre de Año 2020				TOTAL
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	0	0			0
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	4.414	13			4.427
NEDGIA Castilla y León, S.A.	7.323	26			7.349
NEDGIA Catalunya, S.A.	12.750	159			12.911
NEDGIA Cegas, S.A.	810	4			814
NEDGIA Galicia, S.A.	11.437	49			11.486
NEDGIA Madrid, S.A.	836	1			837
NEDGIA Navarra, S.A.					0
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.288	11			1.299
TOTAL Grupo NEDGIA	38.858	263	1	1	39.123
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.085	6			1.091
NED España Distribución Gas, S.A.	204	6			210
TOTAL Grupo NORTEGAS	1.289	12	0	0	1.301
Redexis, S.A.	15.176	191		10	15.377
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.231	2			1.233
TOTAL Grupo REDEXIS	16.407	193	0	10	16.610
Madriñeña Red de Gas, S.A.U.	474	2	0		476
Domus Mil Natural, S.A.	482	5	0		487
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11		0		11
TOTAL	57.521	475	1	11	58.008

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 20. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2021 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente

	PdS a 30 septiembre de Año 2021				TOTAL
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	0	0			0
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	2.857	5			2.862
NEDGIA Castilla y León, S.A.	4.169	18			4.187
NEDGIA Catalunya, S.A.	9.541	125	1		9.667
NEDGIA Cegas, S.A.	492	4			496
NEDGIA Galicia, S.A.	5.364	13			5.377
NEDGIA Madrid, S.A.	469	0			469
NEDGIA Navarra, S.A.	0	0			0
NEDGIA La Rioja, S.A.	405	6			411
TOTAL Grupo NEDGIA	23.297	171	1	0	23.469
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.095	6			1.101
NED España Distribución Gas, S.A.	55	0	1		56
TOTAL Grupo NORTEGAS	1.150	6	1	0	1.157
Redexis, S.A.	12.790	137		8	12.935
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.415	2			1.417
TOTAL Grupo REDEXIS	14.205	139	0	8	14.352
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	0	0	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	580	5	1	0	586
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	58	0	0	0	58
TOTAL	39.290	321	3	8	39.622

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 21. Puntos Suministro a 30 de septiembre para 2022, 2023 y 2024 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente

	PdS a 30 septiembre para 2022, 2023 y 2024			TOTAL
	Peajes de P<4bar y Cons<50MW	Peajes de P<4bar y Cons>50MW	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.		0		
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	2.172	6		2.178
NEDGIA Castilla y León, S.A.	1.823	9		1.832
NEDGIA Catalunya, S.A.	4.427	79		4.506
NEDGIA Cegas, S.A.	480	3		483
NEDGIA Galicia, S.A.	5.133	12		5.145
NEDGIA Madrid, S.A.		0		
NEDGIA Navarra, S.A.		0		
NEDGIA La Rioja, S.A.	26	0		26
TOTAL Grupo NEDGIA	14.061	109	0	14.170
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.097	6		1.103
NED España Distribución Gas, S.A.	56	1		57
TOTAL Grupo NORTEGAS	1.153	7	0	1.160
Redexis, S.A.	6.786	37	7	6.830
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.640	4		1.644
TOTAL Grupo REDEXIS	8.426	41	7	8.474
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	0	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	885	9		894
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	71	2	0	73
TOTAL	24.596	168	7	24.771

Fuente: Elaboración Propia