

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO DE GAS 2025 (DE 1 DE OCTUBRE DE 2024 A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025) DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO, DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

(RAP/DE/011/24)

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
2.1. Audiencia pública	5
2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones	6
2.1.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas	16
3. CONSIDERACIONES GENERALES.....	43
4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2025.	43
4.1. Retribución de la Actividad de Regasificación	44
4.1.1. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>).....	44
4.1.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>)...	45
4.1.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>)	51
4.1.4. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (<i>RSAE ae</i>).	54
4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2025	56
4.2. Retribución de la Actividad de Transporte.....	56
4.2.1. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>).....	56
4.2.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>)...	57
4.2.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>)	63
4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2025	67
5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2025.	68
5.1. Retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE)	69
5.2. Retribución por desarrollo de mercado.....	70
5.3. Retribución transitoria de distribución (RTD).....	74
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.....	74
5.5. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2025.....	75

6. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN DE 2020, 2021, 2022, 2023 Y 2024 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.....	76
7. 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	90
ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX.....	94
1. <i>Antecedentes</i>	95
2. <i>Normativa de aplicación.....</i>	95
3. <i>Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.....</i>	100
4. <i>Criterios de racionalidad de costes en los COPEX.....</i>	103
5. <i>Gastos de explotación activados (COPEX) propuestos por las empresas transportistas.....</i>	105
ANEXO II. 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, 2023 Y 2024.....	107
1. <i>Antecedentes</i>	108
2. <i>Criterios aplicables.....</i>	108
3. <i>Actividad de Regasificación.....</i>	110
3.1. <i>Importes provisionales considerados en la Resolución de 30 de mayo 2023 para los años naturales.....</i>	110
3.2. <i>Importes provisionales considerados en la Resolución para los años naturales</i>	111
3.3. <i>Importes de los ajustes a realizar para los años de gas</i>	111
4. <i>Actividad de Transporte</i>	112
4.1. <i>Importes provisionales considerados en la Resolución de 30 de mayo 2023 para los años naturales.....</i>	112
4.2. <i>Importes provisionales considerados en la nueva Resolución para los años naturales.....</i>	113
4.3. <i>Importes de los ajustes a realizar para los años de gas</i>	114
ANEXO III. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DE LA CIRCULAR 4/2020 DE LA CNMC.....	116
1. <i>Normativa de aplicación.....</i>	117
2. <i>Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente a efectos de la Circular 4/2020.....</i>	118
2.1. <i>Municipios considerados.....</i>	118

2.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio	118
2.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2021, 2022, 2023 y años posteriores	119
3. Municipios de gasificación reciente desde el año 2021	120
4. Municipios de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020	121
4.1. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020	122

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar y explicar el cálculo de la retribución del año de gas 2025 (de 1 de octubre de 2024 a 30 de septiembre de 2025) 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 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024), 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.

Por su parte, las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 11 de febrero de 2021, 20 de mayo de 2021, 19 de mayo de 2022 y 30 de mayo de 2023 establecieron respectivamente la retribución de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural para los años de gas 2021 (de 1 – ene – 2021 a 30 – sept – 2021), 2022 (de 1 – oct – 2021 a 30 – sept – 2022), 2023 (de 1 – oct – 2022 a 30 – sept – 2023) y 2024 (de 1 – oct – 2023 a 30 – sept – 2024).

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 19 de abril del 2024 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH). Asimismo, en la misma

fecha, 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 del Consejo de Consumidores y Usuarios, la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos y los representantes de las empresas transportistas y distribuidoras de gas, todos ellos miembros del CCH, así como de cinco empresas: **[INICIO CONFIDENCIAL]**

[FIN CONFIDENCIAL].

El Consejo de Consumidores y Usuarios y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos indicaron no tener alegaciones.

2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones

La DGPEyM **“informa favorablemente”** la propuesta de resolución dado las retribuciones han sido calculadas conforme a lo dispuesto en las Circulares 9/2019, 4/2020 y 8/2020 y señala que se acompaña de *“una memoria donde se describen los elementos principales utilizados para llevar a cabo el cálculo de las retribuciones: estimación de demanda, base de activos y parámetros aplicados”*. Además, sobre la retribución de distribución indica que la *“resolución que se informa es un acto de ejecución conforme a la metodología dispuesta en esta circular [Circular 4/2020]”*.

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; propone valorar reconocer en esta resolución la retribución adicional del ramal a la Mariña Lucense hasta 2025, una vez que el 7 de mayo de 2024 fue aprobada la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que estableció la retribución definitiva desde su puesta en marcha y hasta el año 2019, y detecta una pequeña errata de forma en la denominación de la última columna de la tabla del anexo I.3.

2.1.1.1. Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación

Las alegaciones efectuadas por los transportistas¹ pueden agruparse en un comentario general, en alegaciones genéricas y en alegaciones sobre aspectos concretos de la retribución.

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

En lo que respecta al **comentario general**, los transportistas manifiestan que la Circular 9/2019 se enmarca en las *“normativas tramitadas por la CNMC como desarrollo de las competencias otorgadas por el RD-Ley 1/2019 y que según indicaba la Comisión definirían un marco regulatorio estable y riguroso”*.

A lo que añaden que *“aunque la Circular incorporaba una metodología que debía introducir predictibilidad y ortodoxia en el modelo retributivo, de manera que cada parámetro retributivo pueda ser suficiente para cubrir los costes para los que había sido definido, desde su aprobación la CNMC ha venido modificando los criterios definidos en el marco general a la hora de aplicar los diferentes parámetros retributivos que vienen resultando en recortes adicionales de la retribución de los Transportistas, primero en la Circular 8/2020 que establece los valores unitarios de referencia y posteriormente en las diferentes disposiciones, entre ellas las Resoluciones por las que se aprueba la retribución para cada año de gas”*.

Por ello, consideran que *“la predictibilidad y la coherencia han de ser uno de los pilares básicos de las actuaciones del Regulador, de manera que se facilite el marco regulatorio necesario para que se puedan llevar a cabo los planes de inversión y desarrollo necesarios y requeridos por el sector en el contexto actual y que garantice a la vez su sostenibilidad en el largo plazo”*.

Las **alegaciones genéricas** pueden concretarse en las siguientes:

1. Se insta a la Comisión a la reducción de la provisionalidad de la retribución aplicando la mayor celeridad posible en la aprobación de 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.

Respecto a la primera alegación, señalan que si bien existen *“parámetros retributivos cuyo reconocimiento definitivo precisan una justificación previa para su reconocimiento definitivo”*, resulta difícil entender que *“toda la retribución reconocida siga teniendo ese carácter provisional con los elementos de incertidumbre que ello introduce a las empresas que desempeñan esta actividad regulada”* que es calificada de bajo riesgo.

Respecto a los procedimientos administrativos, señalan que el nivel de detalle de la información solicitada y ciertos elementos de interpretación, además de incremento de las cargas administrativas para ellos, con el consiguiente incremento de costes, pueden ser razones que dificultan la tramitación y el reconocimiento definitivo de las retribuciones de los Transportistas.

Sobre estos aspectos, un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]**

[FIN CONFIDENCIAL] *“entiende que el proceso de*

tramitación retributiva ha de realizarse con el rigor adecuado y, cuando proceda, sobre la base de unos costes reales y auditados”, y anima a la CNMC a iniciar los trámites de reconocimiento retributivo lo más pronto posible, añadiendo que, siendo consciente “de las limitaciones de recursos que el Regulador pudiera tener para ello”, recomienda simplificar en la medida de lo posible los trámites y procedimientos.

2. 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, a fin de no poner en riesgo la viabilidad de las empresas transportistas ni la operación segura de sus instalaciones.
3. 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.

Este contexto, según uno de los agentes **[INICO CONFIDENCIAL]** ENAGAS TRANSPORTE **[FIN CONFIDENCIAL]**, contrasta con:

- i. La necesidad de *“realizar nuevas inversiones para afrontar su descarbonización”* orientadas a la reducción del autoconsumo de gas natural (p.ej. sustitución de turbocompresores por compresores eléctricos) y la potenciación del gas como combustible sustitutivo menos contaminante (p.e. bunkering) y la aparición de nuevos costes, como los derechos de emisión de CO₂, en los que se incurre para seguir con el desarrollo de la actividad; sin que estas actuaciones estén siendo reconocidos por el Regulador o ejecutados por los operadores como consecuencia de las carencias del marco retributivo.
- ii. El ya comentado *“incremento del riesgo sobre los costes de las actividades reguladas de Transporte y Regasificación”* pues *“se está incrementando la incertidumbre, no solamente respecto a la percepción de una rentabilidad razonable por el desarrollo de estas actividades reguladas calificadas de bajo riesgo, sino incluso para la recuperación de los costes necesarios incurridos por parte de los titulares de las instalaciones”* debido a:

- Los valores unitarios de inversión y de costes de operación y mantenimiento del periodo 2021-2026 son insuficientes para recuperar los costes incurridos, teniendo en cuenta su proceso de elaboración por la CNMC, la situación extraordinaria de inflación, madurez de instalaciones, conflictos bélicos y nuevos requerimientos medioambientales y de seguridad.
- La incertidumbre generada por la provisionalidad de los costes reconocidos y el retraso en su reconocimiento definitivo.
- Incorporación de criterios de admisibilidad de COPEX más exigentes que los iniciales que ponen en riesgo su reconocimiento.

Finalmente, **[INICO CONFIDENCIAL]** ENAGAS TRANSPORTE **[FIN CONFIDENCIAL]** comenta que la metodología retributiva que “debería evolucionar de manera que se permita la obtención de una rentabilidad razonable de las actividades reguladas, se fomente que las instalaciones amortizadas se mantengan perfectamente operativas (y evitar que tras la amortización de las inversiones la retribución se reduzca a futuro hasta llegar únicamente a ser un pass-through de costes de O&M), e incorporando la transformación del sistema gasista para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización en el sistema energético español sobre las bases del paquete de hidrógeno y gases descarbonizados”. Proponiendo que, entre otras, se realice sobre las siguientes bases:

- Debería ajustarse la metodología de la tasa de retribución financiera para reflejar contextos macroeconómicos marcados por subida de tipos de interés y alta volatilidad de los mercados.
- Los valores unitarios deberían calcularse de manera prospectiva y la Retribución por Mejoras de Productividad (RMP) debería ser un incentivo sobre aquellas partidas de costes gestionables por los transportistas en base a unos objetivos realistas que incentiven a ser batidos, y no una doble penalización como ocurrirá si no se modifica el esquema actual.
- La Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU) tendría que vincularse al valor de reposición de los activos, teniendo en cuenta las necesidades de reconversión de redes de gas a H₂. Igualmente, se solicita el reconocimiento de los costes de desmantelamiento cuando se imponga el cierre de las instalaciones.
- Simplificar el proceso de reconocimiento de actuaciones COPEX
- Necesidad de analizar la conveniencia de mantener incentivos a la continuidad de suministro, dado el grado de amortización de las infraestructuras.

- Necesidad de ajustar el incentivo de mermas desacoplándolo del coste -no controlable- de la materia prima.
4. Por último, un alegante **[INICIO CONFIDENCIAL]** ENAGAS TRANSPORTE **[FIN CONFIDENCIAL]** agradecen el esfuerzo realizado por la CNMC para proporcionar a las empresas transportistas y distribuidores información de detalle del cálculo de la retribución de 2025 mediante un sistema de consultas en PowerBI. Consideran que medidas en esta dirección *“aumentan la transparencia de la Comisión”* y *“ayudan a verificar y reproducir los datos de detalle de la retribución”*.

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

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 (REVI) se opta por mantener el criterio general, establecido en el mismo artículo 10.”
Por lo que propone corregir esta circunstancia.

Otro interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** reclama la percepción de la REVI 2023 (5.282,20 €) para una de sus ERM porque si bien la instalación no ha funcionado en el año de gas 2023, esto ha sido por una decisión de los consumidores que podría ser temporal. Considera que dicha ERM es *“un activo muy específico que cumple con el servicio de garantizar el suministro de determinados puntos de suministro industriales. Puntos de suministro que en función de su actividad y contexto económico pueden estar activos o no”* y que, como titular de dicho activo, *“garantiza el mantenimiento de dicha instalación de manera que esté disponible para dar servicio a los puntos de suministro que de ella cuelgan cuando estos lo requieran”*. El hecho de no considerar la REVI de esta instalación, *“podría dar lugar a no tener suficiente incentivo a mantenerla en funcionamiento y tener que volver a invertir en ella cuando se vuelva a solicitar suministro”*.

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.

Señalan que, si bien la resolución de retribución para el año de gas 2025 mantiene las mismas cuantías máximas de inversión en COPEX realizable y de retribución de años anteriores, dichos importes estarían sujetos a un posterior análisis de admisibilidad que los reduciría sensiblemente. Como muestra, indican que a la vista de los oficios remitidos en relación con el método de retribución aplicable a los proyectos de inversión y a los gastos de explotación activados para el año 2021, que podrían ser extrapolables igualmente para los ejercicios posteriores, la retribución por COPEX estaría muy por debajo de la provisional reconocida en las Resoluciones anuales de retribución o en las previsiones de la Circular 8/2020, y a mayores, podrían tener afección en otros conceptos retributivos en el periodo 2027-2032 como la Retribución por Mejoras de Productividad (RMP), pues los costes de referencia para determinar los valores unitarios para O&M se estarían incrementando por estos costes que ellos solicitan como COPEX. Por todo lo anterior, creen que se podrían no estar interpretando correctamente algunas de las actuaciones propuestas, y se ponen a disposición para explicarlas en mayor detalle o añadir justificaciones.

Un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** complementa lo anterior indicando que, atendiendo a los oficios recibidos en julio 2021 y junio 2022, no existe garantía de obtención de los importes de retribución provisionales reconocidos y que podrían verse reducidos en un 90%. Además, 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, siendo difícil batir las eficiencias conseguidas cuando, tal y como quedó evidenciado en el informe realizado por CEER al respecto (TCB18), ellos se encuentran dentro de los máximos niveles de eficiencia respecto de sus comparables europeos. Por su parte, unos 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.

Finalmente, 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] 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 por los Derechos de CO₂ que han sido ya informados a través de los diferentes procedimientos, y que a modo de resumen se presentan en la siguiente tabla”:*

Año natural	2021	2022	2023 ⁽¹⁾	2024 ⁽²⁾	2025 ⁽²⁾
Transporte	7.727.356	17.168.301	11.953.310,94	10.500.000	10.500.000

(1) Pendiente Auditar

(2) Estimaciones para 2024 y mismo valor para 2025

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, 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] informa que el pasado 29 de abril, la DGPEYM Dirección General de Política Energética y Minas les ha enviado para trámite de audiencia, la *“Propuesta de resolución DGPEYM por la que se reconoce retribución definitiva del gasoducto ramal a la Mariña Lucense puesto en servicio en los años 2014 y 2015”*; y solicita que se considere la Resolución definitiva y se incluyan los importes definitivos a percibir para el período 2014-2019 en la primera liquidación disponible del año 2024. Asimismo, que la CNMC calcule e incluya la retribución correspondiente a esta instalación para los años gas 2020-2025.

Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL]**, **[FIN CONFIDENCIAL]** advierte tanto de que no ha sido recogida la retribución provisional de la Sustitución de los brazos de descarga de 16” de la Planta de Huelva; como de un par de erratas menores en la retribución provisional de la nueva Derivación en la Posición 15.25 del Gasoducto Valencia-Alicante y el ajuste de la REVU de 2021 de la ERM de Laredo por no acreditación de utilización.

2.1.1.2. Sobre la retribución de distribución

El representante de los distribuidores² en el CCH efectúa alegaciones sobre el contenido de la Memoria y la retribución asignada a los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.

Sobre el contenido de la Memoria, consideran que debería recoger información de detalle de demandas y clientes de 2022 y 2023, como en años anteriores, a fin de poder calcular de manera completa la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM). Todo ello, sin perjuicio, de agradecer que la CNMC haya puesto a disposición una nueva herramienta en PowerBI para consultar el detalle de información, la cual debería incorporarse expresamente de manera pública a la tramitación.

Así mismo, solicitan mayor explicación de los criterios de cálculo seguidos para la asignación de energía facturada para consumidores de menos de 4 bar entre los escalones de consumo, para las cantidades facturadas o refacturadas anteriores al 1 de enero de 2021, los nuevos puntos de suministro conectados a redes entre 4 y 60 bar y la demanda de gas vehicular.

Además, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** señala que para 2023 se detectaron diferencias por errores de cálculo al contrastar la información de la Memoria con la información del Sistema de Liquidaciones que requieren ser corregidas, para lo cual “*se han puesto en conocimiento del equipo técnico de la CNMC, quienes han tomado también nota para subsanarlo*”. Asimismo, indica que, teniendo en cuenta la fecha de publicación, para determinar la RMD de 2024 y 2025 se tomen en consideración los datos disponibles hasta la liquidación 05/2024 en vez de la liquidación 03/2024.

Sobre la retribución asignada a los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente, consideran que debe corregirse la retribución incluida en propuesta de resolución correspondiente a la retribución de distribución de los años 2021-2025 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, como en lo que se desprende de la STS 1365/2021. Indicando que, en definitiva, al determinar la retribución de cada año hay que diferenciar

² Dichas alegaciones son reproducidas, total o parcialmente, ampliadas o complementadas de manera particular por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

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]**. 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 las siguientes cuestiones 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”*.

Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** advierte que la CNMC ha iniciado el procedimiento de aprobación de la retribución 2025, basándose éste en la metodología definida para distribución en la Circular 4/2020 y en la Resolución de 17 de diciembre de 2020 de la CNMC, de ajuste retributivo a la distribución, ambas referidas al periodo 2021-2026, y ambas recurridas ante la Sala de lo Contencioso Administrativo. A estos efectos, repasa brevemente los argumentos que, según ella, defienden la nulidad dichas circular y resolución; y aclara que, en coherencia con estos recursos, también ha recurrido las Resoluciones que establecen la retribución de los años de gas 2021, 2022, 2023 y 2024, a fin de evitar su firmeza.

Finalmente señala que la Propuesta de Resolución también se basa en las disposiciones normativas recurridas, por lo que solicita que la Resolución *“incorpore un mecanismo de reparación para el caso que la normativa de*

*cobertura (Circular 4/2020 y Resolución de Ajuste) llegase a anularse. Ello evitaría a **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (y otros eventuales operadores) tener que recurrir la nueva Resolución para evitar su firmeza y, por ende, que pudiera cuestionarse su derecho de verse resarcido. Este mecanismo de reparación deberá incluir las medidas oportunas para reparar los perjuicios que hayan podido ocasionares, particularmente a **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**".*

Por último, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** advierte de una errata en el punto 3 del Anexo IV de la Memoria de la propuesta de resolución y aporta documentación que acredita la puesta en servicio en el año 2023 de las redes de distribución de los municipios de Vilamalla (Girona), Moríñigo (Salamanca), Daroca y Morés (ambos en la provincia de Zaragoza).

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 ($3/12 * \text{Importe año natural "n-1"} + 9/12 * \text{Importe año natural "n"}$)

Por último, han sido tomadas en consideración tanto la propuesta de inclusión de la retribución adicional del ramal a la Mariña Lucense hasta 2025, una vez que el 7 de mayo de 2024 fue aprobada la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que estableció la retribución definitiva desde su puesta en marcha y hasta el año 2019, como la subsanación de una pequeña errata de forma el anexo I.3.

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

2.1.2.1. Sobre el comentario general de los transportistas

Debe rechazarse la alegación que indica que desde la aprobación de la Circular 9/2019 “la CNMC ha venido modificando los criterios definidos en el marco general a la hora de aplicar los diferentes parámetros retributivos que vienen resultando en recortes adicionales de la retribución de los Transportistas, primero en la Circular 8/2020 que establece los valores unitarios de referencia y posteriormente en las diferentes disposiciones, entre ellas las Resoluciones por las que se aprueba la retribución para cada año de gas” por los siguientes motivos:

1. La Circular 8/2020 también se enmarca en las normativas tramitadas por la CNMC como desarrollo de las competencias otorgadas por el RD-Ley 1/2019. No puede entenderse la Circular 9/2019 sin la Circular 8/2020 y, viceversa.
2. Desde su publicación, las Circulares no han sufrido ninguna modificación en 5 años.
3. Las resoluciones dictadas por esta Comisión constituyen una mera ejecución de lo prescrito en dichas Circulares y los criterios aplicados han sido coherentes y continuistas año tras año como bien puede observarse al contrastar su contenido y el de las memorias que las acompañan.

2.1.2.2. Sobre las alegaciones genéricas de los transportistas

Las alegaciones genéricas de los transportistas versan sobre los siguientes aspectos: (i) la reducción de la provisionalidad de la retribución aplicando una mayor celeridad en la determinación de las retribuciones definitivas; (ii) la racionalización y simplificación de las cargas administrativas; (iii) el incremento excepcional de los costes operativos; y (iv) Sobre la salud financiera del sistema y la posibilidad de recuperar costes necesarios del sistema. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- **(i) Sobre la reducción de la provisionalidad de la retribución aplicando una mayor celeridad en determinar retribuciones definitivas**

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 está pendiente 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.

Las propias alegaciones de la propuesta mencionan la existencia de recursos frente a la metodología retributiva de distribución, que están pendientes de resolverse, así como la incorporación de ajustes por una nueva Resolución de inclusión en el régimen retributivo aprobada recientemente que modifica otra resolución anterior (que se entendía definitiva) de una serie de instalaciones puestas en servicio en 2014-2015, y que, por tanto, afecta a 10 años de retribución.

Sin perjuicio de lo anterior, esta praxis retributiva es recurrente en el sector desde 2002 y las empresas son conscientes que las retribuciones provisionales son ajustadas con posterioridad a medida que se dispone de mejor información de los conceptos retributivos. Explicitar y transparentar dicha circunstancia e identificar los conceptos que pueden sufrir cambios, no solo no aporta incertidumbre, como sostienen las alegaciones, sino que proporciona predictibilidad y seguridad. Así, por ejemplo:

- Cuando la Resolución de 18 de diciembre de 2019 señala que *“las retribuciones por continuidad de suministro (RCS) de ambas actividades [Transporte y Regasificación] tendrán carácter provisional hasta que se reconozca la inclusión definitiva en el régimen retributivo de todas las instalaciones puestas en servicio con derecho a ella, se aprueben los valores unitarios definitivos de inversión para 2018-2020 que permitan el cálculo de los valores de reposición exactos, y se disponga de los valores de demanda de la liquidación definitiva del ejercicio 2020”*; claramente está delimitando las causas que provocan la provisionalidad.

De hecho, a día de hoy solo quedaría por conocer todas las instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo. Sobre ello, están trabajando en los últimos años empresas, MITECO y CNMC tanto para la consolidación de un inventario único de activos a partir de SICORE como para aflorar instalaciones pendientes de reconocimiento de retribución definitiva, cuyo valor reconocido debe ajustarse tras finalizar procesos judiciales de determinación de justiprecio de expropiación, u otras causas. Una muestra sería tanto las citadas instalaciones del Ramal Mariña Lucense como la posición derivación K-11.10 y la ERM G-650 sita en ella, puestas en servicio en 2018, cuya retribución provisional para 2020-2025 recoge esta Resolución.

Por otra parte, es evidente que la retribución de RCS en el periodo 2021-26 será provisional hasta que se determine la retribución por RCS de 2020 definitiva.

- Las Resoluciones de 21 de mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022 establecen que la retribución para los años de gas 2021, 2022 y 2023, serán provisionales mientras esté pendiente la acreditación de disponibilidad efectiva en los años de gas 2021, 2022 y 2023 para el funcionamiento real de la instalación con derecho a retribución por

extensión de vida útil (REU). Por tanto, se aclara la razón de la provisionalidad y cuando cesará esta. Ello permite además la subsanación de errores materiales como por ejemplo al que hace referencia la propuesta sobre una ERM en 2021 (en este caso, a favor del sistema y por poca cuantía, aunque podía haber sido en sentido contrario).

En definitiva, es obvio que indicar en la resolución la provisionalidad de los conceptos retributivos y sus causas aporta mayor seguridad, que hacer el ajuste en un momento posterior y expresando solo en ese momento su causa. Asimismo, los importes que se regularizan en las resoluciones tienden a ser menores a medida que se alejan del año de publicación de la resolución (como puede verse en la siguiente figura) lo que viene a demostrar que los importes “provisionales” sujetos a variación no tienen gran importancia relativa y tienden a reducirse con el paso del tiempo.

Figura 1. Evolución de la Retribución conjunta de Transporte y Regasificación recocida por las Resoluciones para cada año de gas

Documento CNMC	2021	2022	2023	2024
1. Resol 11-feb-21	1.899,10 mill.			
2. Resol 20-may-21	1.904,23 mill.	2.445,76 mill.		
3. Resol 19-may-22	1.965,15 mill.	2.515,96 mill.	2.387,66 mill.	
4. Resol 30-may-23	1.976,93 mill.	2.571,12 mill.	2.475,80 mill.	2.376,15 mill.
5. Resol 23-may-24	1.976,96 mill.	2.572,49 mill.	2.317,86 mill.	2.198,28 mill.

No obstante, está pendiente de revisión alguna cuestión que pudiera tener un mayor impacto como los COPEX, cuyo importe anual provisional es de 45,94 millones de € para el conjunto de ambas actividades, aproximadamente entre el 3,71% y el 4,99% de la retribución de los años de gas.

No obstante, la provisionalidad de la retribución no afecta al conjunto de toda la retribución, sino que, por razones de transparencia, el regulador informa de los conceptos concretos a que afecta, lo cual mejora la praxis histórica del sector.

- **(ii) Sobre la racionalización y simplificación de las cargas administrativas**

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.

Señalan las empresas como causas que dificultan la tramitación y el reconocimiento definitivo de las retribuciones, el nivel de detalle de la información solicitada y ciertos elementos de interpretación. Sin perjuicio de las mejoras que puedan efectuarse, el proceso de tramitación de la retribución ha de realizarse con rigor de modo que la celeridad o la ralentización de este proceso depende en gran medida de la calidad de la información que se aporta y que debe valorar el regulador. Cuanto menor sea la incertidumbre del regulador sobre la información, más eficaz será su trabajo. Por ello, se anima a las empresas a continuar trabajando en la mejora de la información que aportan a esta Comisión, pues ello reducirá los tiempos de tramitación. En este contexto, se considera fundamental la depuración de la contabilidad analítica de costes que se reporta a esta Comisión, o información regulatoria de costes (SICORE).

- **(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 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:

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

- 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 salud financiera del sistema y su aprovechamiento para la recuperación de costes necesarios del sistema**

La Circular 9/2019, que en los últimos cinco 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 reforzaba⁴ 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 sería 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.

En este contexto, no cabe atender en este trámite a las alegaciones que enuncian posibles bases de una futura metodología retributiva. Ello responde más a la evaluación del modelo retributivo que la aprobación de una resolución de retribución anual.

⁴ 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>).

2.1.2.3. 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 (REVI); (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, de 19 de mayo de 2022 y de 30 de mayo de 2023, 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 2014⁵. Ello había incrementado innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, dando lugar a una doble retribución, por diversos motivos⁶. Al respecto se señalaba que el 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 gasista⁷. 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 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

⁵ 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.

⁶ 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 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.

⁷ 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."

de 2014, detrayendo los importes ya percibidos en concepto de amortización desde el 4 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020⁸.

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 de inversión reconocido de la instalación, del que se detraen 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 acudirse, asimismo, y cuando proceda, a la regulación

⁸ 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 detraer 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.”

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 determinado⁹. 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 instalación¹⁰. 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

⁹ 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 de 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.

¹⁰ 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.

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 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, de 19 de mayo 2022 y 30 de mayo 2023, 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 útil¹¹.

¹¹ Porque su valor de inversión neto real pendiente de amortizar 1 de enero de 2021 es inferior al teórico.

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 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 el 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.

Complementariamente, un interesado **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** reclama la percepción de la REVU 2023 (5.282,20 €) para una de sus ERM porque si bien la instalación no ha funcionado en el año de gas 2023, esto ha sido por una decisión de los consumidores que podría ser temporal. Considera que dicha ERM es *“un activo muy específico que cumple con el servicio de garantizar el suministro de determinados puntos de suministro industriales. Puntos de suministro que en función de su actividad y contexto económico pueden estar activos o no”* y que, como titular de dicho activo, *“garantiza el mantenimiento de dicha instalación de manera que esté disponible para dar servicio a los puntos de suministro que de ella cuelgan cuando estos lo requieran”*. El hecho de no considerar la REVU de esta instalación, *“podría dar lugar a no tener suficiente incentivo a mantenerla en funcionamiento y tener que volver a invertir en ella cuando se vuelva a solicitar suministro”*.

En relación con el funcionamiento de la instalación y hasta que el titular obtuviera la autorización de cierre de la misma, se ha de recordar que 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”*. Asimismo, 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.

Por otro lado, y en lo que respecta a la percepción de REVU, la Circular 9/2019 es explícita e indica que lo cobrarán aquellos que acrediten su disponibilidad

mediante certificados de funcionamiento mínimo. Circunstancia que para la instalación en cuestión no se ha dado.

- **(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.

Sin embargo, 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 integrales¹²; 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 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

¹² 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.

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 de vista 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&M¹³.

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, de 19 de mayo de 2022 y de 30 de mayo de 2023, la propuesta de Resolución no contiene criterios más restrictivos que la Circular para la determinación de la retribución provisional reconocida para COPEX. De

¹³ 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 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.

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. Esta memoria 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.
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 2025 y la retribución provisional en 2025 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/065/20¹⁴ 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 los años naturales 2021 y 2022 por lo que tendrá eventualmente en cuenta estas alegaciones para preparar futuros desarrollos regulatorios.

2.1.2.4. Sobre la retribución de distribución

Las alegaciones de los distribuidores versan sobre los siguientes aspectos: (i) el contenido de la Memoria; (ii) la retribución asignada a los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente; (iii) sobre la disconformidad con el cálculo

¹⁴ 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

realizado según el artículo 7.7 de la Circular 4/2020; y (iv) la incorporación de un mecanismo de reparación para el caso de que la Circular 4/2020 y la Resolución de Ajuste llegasen a anularse. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- **(i) Sobre el contenido de la Memoria**

Se atiende la solicitud de recoger en la Memoria información sobre la demanda y los puntos de suministro considerados para los años gas 2022 y 2023, a fin de dar transparencia a los cálculos realizados.

Por otra parte, sorprende que, en estos momentos, se incida en la necesidad de dar mayor explicación de los criterios de cálculo seguidos para la asignación de energía facturada, cuando (i) la metodología de la Circular es bastante más detallada que las precedentes (que también eran detalladas); (ii) la información que se utiliza es la aportada por las empresas en el proceso de liquidación; (iii) se crean y aportan nuevos canales de información, como la herramienta PowerBI, para automatizar procesos de comunicación de los datos de detalle utilizados; y (iv) se ha mantenido el mismo elevado nivel de comunicación entre los servicios técnicos que en los años precedentes para subsanar posibles errores materiales, como atestiguan otras alegaciones, y, donde siempre se ha tratado de dar y recibir las explicaciones pertinentes así como detectar los errores materiales de unos y otros, que como en otros años, también se han dado en este.

Sin perjuicio de lo anterior, se ampliará la explicación en aquellos casos donde la Circular no sea lo suficientemente clara y se toma nota de la alegación para las futuras memorias.

- **(ii) Sobre la retribución asignada a los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente**

Los distribuidores han alegado que las retribuciones de los años de gas 2021-2025 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.
- 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 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

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.

¹⁶ De hecho, p.e. el Anexo X lo calcula teniendo en cuenta la variación del 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.

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 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 definitiva, según la Circular 4/2020, la retribución anual (n) ya no se calcula como la variación de puntos de suministro con respecto al año anterior (n-1), como establecía el anexo X de la Ley 18/2014. Es decir, no hay una retribución del año n-1 que deba mantenerse inalterada, que es, en suma, lo que declaró el TS respecto del anexo X. Ahora, la retribución se calcula con referencia a una base retributiva común a todo el período regulatorio 2021-2026 (que está asociada a la actividad de distribución y su mercado atendido a 31 de diciembre

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 2020) a la que se añaden distintos conceptos retributivos calculados de manera independiente cada año.

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 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.

- **(iii) Sobre la disconformidad con el cálculo realizado según el artículo 7.7 de la Circular 4/2020.**

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»*

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.)

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.

- **(iv) Sobre la incorporación de un mecanismo de reparación por la Circular 4/2020 y la Resolución de Ajuste llegasen a anularse.**

Debe rechazarse la alegación de una interesada sobre la incorporación de un mecanismo de reparación en la resolución para el caso de que la normativa de cobertura de la resolución resulte anulada.

Las eventuales sentencias estimatorias de los recursos interpuestos frente a la normativa de cobertura de la resolución deberían llevarse a puro y debido efecto en función de las declaraciones contenidas en el fallo. Cualquier cuestión relativa a la ejecución habría de resolverse por los cauces procedimentales oportunos, llegado el caso.

3. CONSIDERACIONES GENERALES.

La Resolución de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año de gas 2025 (de 1 – oct – 2023 a 30 – sept – 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 2021, 2022 y 2023.

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.

Desde la publicación de la Resolución de 30 mayo de 2023, la DGPEM solo ha dictado una resolución de inclusión en régimen retributivo definitivo de instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero 2021. En concreto, fue el 7 de mayo de 2024 para determinar la retribución definitiva de los años 2014 a 2019 de las instalaciones del gasoducto Ramal a la Mariña Lucense puestas en servicio entre 2014 y 2015, por lo que es necesario establecer los ajustes de retribución que corresponden por las retribuciones definitivas del año natural 2020 y los años de gas 2021 a 2024.

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 2025.

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 actividad 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 2025 por empresa que recoge el Cuadro 1.

Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2025, desglosada por componentes retributivos

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. a 31-sept-24	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	R. Financiera del Gas Talón (RNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.825.136.608,53	24.565.409,19	234.763.298,80	42.799.779,27	12.727.274,92	1.336.358,26	56.863.412,45
Bahía Bizkaia Gas S.L.	454.831.384,55	6.576.920,16	87.523.800,91	5.190.187,21	4.759.547,70	357.784,46	10.307.519,37
Regasificadora Noroeste, S.A.	325.735.314,79	2.559.091,50	72.190.970,75	11.917.659,39	3.927.188,81	139.214,58	15.984.062,77
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	625.005.221,00	3.805.382,48	107.948.963,00	20.069.001,12	5.872.423,59	207.012,81	26.148.437,52
Total	3.230.708.528,87	37.506.803,33	502.427.033,46	79.976.626,99	27.286.435,02	2.040.370,10	109.303.432,10

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 2025, 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 Emis. Directa	Sist medida Gas Red T&D	Instalaciones No Estandar	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.453.896,59	0,00	0,00	0,00	0,00	6.409.515,86	56.863.412,45
Bahía Bizkaia Gas S.L.	5.738.648,23	0,00	0,00	0,00	23.240,95	4.545.630,19	10.307.519,37
Regasificadora Noroeste, S.A.	12.181.331,70	0,00	359.833,11	0,00	0,00	3.442.897,96	15.984.062,77
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	22.924.131,33	0,00	195.040,50	0,00	0,00	3.029.265,69	26.148.437,52
Total	91.298.007,85	0,00	554.873,61	0,00	23.240,95	17.427.309,70	109.303.432,10

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 2025, que comprende el periodo 1 de octubre de 2024 a 30

de septiembre de 2025, sería el resultado de sumar $\frac{1}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2024 y $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2025.

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 2025, 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 2021-2025 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VV,U,n}^{i,A}$) sería la que se recoge en el siguiente cuadro:

Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VV,U,n}^{i,A}$) para cada año natural del periodo 2021-2025

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 costes²⁰, 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.):

²⁰ 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. sino como costes auditados
- 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.

- i. Los gastos de explotación activados no recurrentes, que cumplan una serie de condiciones específicas.
- 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.
- 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 los meses de julio de 2022 y 2023, en atención de lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 19 de la Circular 9/2019, las empresas han aportado la información auditada²¹ correspondiente a los años naturales 2021 y 2022 del gasto incurrido en estos costes para el análisis y toma en consideración por parte de esta Comisión. Los trabajos de análisis para la admisibilidad de los citados costes necesitan que se contraste la información con otras fuentes (de las propias empresas o de contrapartes) y, en particular, con la información regulatoria de costes – SICORE²² – donde las empresas y esta Comisión están trabajando para aclarar, conciliar y homogenizar las declaraciones de los años 2020, 2021 y 2022. Por tanto, se considera que hasta la finalización de estos trabajos visto

²¹ De acuerdo con el procedimiento “PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)” de la Sede Electrónica

²² Sistema de Información de Costes Regulados, desarrollado de acuerdo con la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad

el escenario excepcional de precios que ha habido los años anteriores, 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 2025 en las plantas de regasificación, las cuantías de retribución anual provisional recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC²³, para COPEX y cuyos valores se recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 4. Retribución provisional para el año natural 2025 por COPEX

En Euros	COPEX 2025
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 2025 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantienen para el año natural 2025 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 2025 para regasificación

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2025
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

²³ 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.

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.2.2. Otros Costes O&M Auditados diferentes 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 auditados informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC, tal y como se procedió con motivo de la Resolución de 30 de mayo de 2023.
- 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, 19 de mayo de 2022 y 30 de mayo de 2023.

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 los años naturales 2024 y 2025.

Cuadro 6. Retribución provisional por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para los años naturales 2024 y 2025

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Δ tasas ocupación dominio portuario	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.710.807,05	37.723.945,05	0,00	39.434.752,10
Bahía Bizkaia Gas S.L.	793.334,76	10.717.884,95	0,00	11.511.219,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	277.477,09	7.383.300,92	0,00	7.660.778,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	572.879,54	11.362.471,62	0,00	11.935.351,16
Total	3.354.498,44	67.187.602,54	0,00	70.542.100,98

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 2024 y 2025, 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 2024 y 2025

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	39.434.752,10	117.183.152,01
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		1.197.878,21	11.511.219,71	26.756.793,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		904.221,24	7.660.778,01	18.384.936,89
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	70.542.100,98	193.613.733,47

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2025 (de 1 de octubre de 2024 a 30 de septiembre de 2025) le corresponderían $\frac{1}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2024 y $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2025. Como ambos años naturales tienen la misma retribución provisional prevista, los valores provisionales para el año de gas 2025 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 2025, 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 2025

En Euros	Retribución por Extensión Vida Útil - Año gas 2025						TOTAL
	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	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	10.950.755,50	1.290.082,92	340.634,52	0,00	0,00	420.292,19	13.001.765,13

Bahía Bizkaia Gas S.L.	2.411.386,84	185.263,19	25.156,46	0,00	0,00	0,00	2.621.806,48
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	81.383,51	0,00	0,00	0,00	0,00	81.383,51
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	203.566,22	0,00	0,00	0,00	0,00	203.566,22
Total	13.362.142,34	1.760.295,83	365.790,98	0,00	0,00	420.292,19	15.908.521,34

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 2025 (35%) 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 2025.

Cuadro 9. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2025 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 ($RCS_{2020}^{e,A}$)	Retribución RCS 2025 ($RCS_{2020}^{e,2025}$) (1-oct-24 a 30-sept-25)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.566.877,93	17.698.407,28
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.618.620,82	4.416.517,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.173.733,76	3.560.806,82
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	15.045.779,99	5.266.023,00
Total	88.405.012,50	30.941.754,38

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 ($G_{SF_{GNL}}$). 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 los últimos 12 meses en las 14 últimas liquidaciones parciales hasta la Liquidación 06/2024.

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.	1.641.023,13	820.511,57
Bahía Bizkaia Gas S.L.		0,00
Regasificadora Noroeste, S.A.		0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	200.318,22	100.159,11
Total	1.841.341,35	920.670,68

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 2025 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 2025.

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	17.698.407,28	13.001.765,13	6.482.183,93		820.511,57	38.002.867,90
Bahía Bizkaia Gas S.L.	4.416.517,29	2.621.806,48	2.790.020,92		0,00	9.828.344,68
Regasificadora Noroeste, S.A.	3.560.806,82	81.383,51	929.664,04		0,00	4.571.854,36
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	5.266.023,00	203.566,22	3.171.422,20		100.159,11	8.741.170,52
Total	30.941.754,38	15.908.521,34	13.373.291,08	0,00	920.670,68	61.144.237,47

Fuente: Elaboración Propia

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

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.

De acuerdo con ella, 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.

Si bien el 28 de julio de 2023 tuvo lugar la puesta en servicio definitiva de la instalación, está pendiente tanto el envío de la información acreditativa de la inversión como su análisis y la determinación de la retribución definitiva. Por tanto, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución, la mejor opción es mantener la retribución transitoria introducida por el Real Decreto-ley 13/2012 y materializada por la Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014²⁴ y la Orden IET/2736/2015²⁵, de 17 de diciembre, que se encuadra en la retribución por instalaciones en situación administrativa especial (*RSAE_a^e*) dentro el régimen retributivo establecido en la Circular 9/2019.

Atendiendo a lo anterior, y manteniendo la praxis de ejercicios anteriores²⁶, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial (*RSAE_a^e*) para el año gas 2025 de MUSEL ENENERGY HUB, S.L. sería de 24.942.330,65 €, resultante de sumar una retribución financiera de 20.777.785,85 € (resultante de aplicar la Tr de 5,44% al Valor Bruto recogido en la Resolución de 31 de julio de 2014) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,8 €, tal y como recoge el Cuadro 14.

²⁴ 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 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

²⁵ 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 anterior orden 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. Posteriormente, la Orden Ministerial de 22 noviembre de 2016, y la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, establecieron las retribuciones definitivas por costes O&M de 2014 y 2015. Por su parte, las órdenes IET/2736/2015, ETU/1977/2016, ETU/1283/2017, TEC/1367/2018, establecieron las retribuciones provisionales por costes de O&M del periodo 2016 a 2019.

²⁶ Órdenes ETU/1977/2016, ETU/1283/2017 y O. TEC/1367/2018 y Resoluciones de la CNMC de 11 febrero, 20 mayo de 2021, 19 de mayo de 2022 y 30 de mayo de 2024 para determinar la retribución de los años naturales 2017 a 2020 y de los años de gas 2021 a 2024.

Cuadro 14. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$) para el año de gas 2025.

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 2025	24.942.330,65

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2025

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 2025 (1 de octubre de 2024 a 30 de septiembre de 2025) sería la siguiente:

Cuadro 15. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2025

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.	56.863.412,45	117.183.152,01	38.002.867,90			236.991.763,01
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.307.519,37	26.756.793,00	9.828.344,68			46.892.657,05
Regasificadora Noroeste, S.A.	15.984.062,77	18.384.936,89	4.571.854,36			38.940.854,03
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	26.148.437,52	31.288.851,57	8.741.170,52			66.178.459,60
Musel Energy Hub, S.L.				24.942.330,65		24.942.330,65
Total	109.303.432,10	193.613.733,47	61.144.237,47	24.942.330,65	0,00	389.003.733,69

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 2025 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 2025 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 16. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2025 desglosada por componentes retributivo

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto Inst. p'dte Amortizar a 30-sept-23	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retrib. Financ del Gas Talón (RFNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas Talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.325.660.133,32	39.427.974,56	1.977.819.774,65	109.044.762,33	107.528.315,25	2.144.881,82	218.717.959,40
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	248.749.143,08	802.070,25	108.559.383,20	4.638.368,82	5.905.630,45	43.632,62	10.587.631,88
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	48.169,07	1.929.112,37	89.674,73	104.943,71	2.620,40	197.238,85
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	166.512,55	29.290.223,01	1.233.953,55	1.593.388,13	9.058,28	2.836.399,96
Redexis Infraestructuras, S.L.	230.642.429,94	529.005,05	156.159.427,48	5.949.504,61	8.495.072,85	28.777,87	14.473.355,34
Redexis, S.A.	199.035.716,10	634.004,57	121.546.743,63	4.987.698,01	6.612.142,85	34.489,85	11.634.330,72
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	42.692,43	10.319.213,89	368.323,16	561.365,24	2.322,47	932.010,86
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	33.402.579,83	101.926,28	24.798.990,17	862.933,12	1.349.065,07	5.544,79	2.217.542,98
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	58.602,75	14.658.537,77	608.486,85	797.424,45	3.187,99	1.409.099,29
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	34.175,93	18.228.548,81	796.479,37	991.633,06	1.859,17	1.789.971,60
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	42.000,81	18.649.737,58	856.305,41	1.014.545,72	2.284,84	1.873.135,98
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	142.616.717,83	317.291,04	24.153.212,19	1.549.314,49	1.313.930,67	17.260,63	2.880.505,79
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	22.313,08	6.253.441,16	254.667,36	340.187,20	1.213,83	596.068,39
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	23.969,29	9.184.621,76	368.375,91	499.643,42	1.303,93	869.323,27
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.495,38	538.674,86	26.237,83	29.303,91	81,35	55.623,09
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.135,40	582.262,28	20.732,20	31.675,07	61,77	52.469,03
Total	6.362.149.163,05	42.253.338,46	2.522.671.904,81	131.655.817,76	137.168.267,05	2.298.581,61	271.122.666,42

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 2025 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 ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	181.697.353,15	30.480.212,04	5.783.028,50	357.091,47	400.274,25	218.717.959,40
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.108.759,31	0,00	478.872,57	0,00	0,00	10.587.631,88
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	197.238,85	0,00	0,00	0,00	0,00	197.238,85
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.515.940,50	0,00	320.459,46	0,00	0,00	2.836.399,96
Redexis Infraestructuras, S.L.	13.066.859,66	0,00	1.406.495,68	0,00	0,00	14.473.355,34
Redexis, S.A.	10.322.395,29	0,00	1.311.935,42	0,00	0,00	11.634.330,72
Redexis Gas Murcia, S.A.	843.425,63	0,00	88.585,23	0,00	0,00	932.010,86
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.041.455,10	0,00	176.087,87	0,00	0,00	2.217.542,98
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.292.916,23	0,00	116.183,07	0,00	0,00	1.409.099,29
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.594.393,59	0,00	195.578,01	0,00	0,00	1.789.971,60
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.662.960,23	0,00	210.175,75	0,00	0,00	1.873.135,98
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.543.752,58	0,00	336.753,21	0,00	0,00	2.880.505,79
NEDGIA NAVARRA, S.A.	544.108,86	0,00	51.959,53	0,00	0,00	596.068,39
NEDGIA RIOJA, S.A.	756.084,16	0,00	113.239,11	0,00	0,00	869.323,27
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	45.503,06	0,00	10.120,03	0,00	0,00	55.623,09
NEDGIA, S.A.	52.469,03	0,00	0,00	0,00	0,00	52.469,03
Total	229.285.615,24	30.480.212,04	10.599.473,43	357.091,47	400.274,25	271.122.666,42

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 2025 se obtiene imputando $\frac{1}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2024 y $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2025, 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 2025 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 los años naturales 2024 y 2025 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) que recogen en el siguiente cuadro.

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

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	59.823.843,50	26.473.025,95	18.327.546,52	0,00	0,00	104.624.415,96
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
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	27.849.731,51	0,00	0,00	130.203.756,35

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 19. Retribución provisional para el año natural 2025 por aplicación de los VV.UU. de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$)

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	59.823.843,50	26.473.025,95	18.331.050,50	0,00	0,00	104.627.919,94
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
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	27.884.392,51	0,00	0,00	130.207.260,33

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 2021-2025 es la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 20. Retribución provisional de O&M para cada año natural del periodo 2021-2025 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 2025 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 CNMC²⁷, para COPEX, y cuyos valores son los siguientes.

Cuadro 21. Retribución provisional año natural 2025 por COPEX

En Euros	COPEX 2025s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.354.281,12
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	385.548,71
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

²⁷ 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.

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 2025 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 2025 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 22. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2025 para transporte

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2025
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.669.036,58
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	723.381,50
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

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, se tomará el coste de 2022 auditado informado por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis y cotejos preliminares realizados por la CNMC, tal y como se procedió con motivo de la Resolución de 30 de mayo de 2023.
- ii. Para los costes de adquisición de gas de operación, a la vista del escenario excepcional de precios de 2022, se tomará el valor resultante de multiplicar las cantidades suministradas por el GTS a cada uno de los

transportistas durante el año 2023 por el coste medio de adquisición de dicho gas de operación en el citado año²⁸.

- iii. 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, 19 de mayo de 2022 y 30 de mayo de 2023.

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 23. Retribución provisional para los años naturales 2024 y 2025 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.	2.614.340,44	3.603.236,27	22.580.563,62		28.798.140,33
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00		169.493,20		169.493,20
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00		0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	5.344,00		25.141,17		30.485,17
Redexis Infraestructuras, S.L.	46.399,50		124.951,84		171.351,34
Redexis, S.A.	29.454,50		103.705,41		133.159,91
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00		10.461,47		10.461,47
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00		5.917,62		5.917,62
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00		223,76		223,76
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00		2.432,64		2.432,64
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00		29.479,91		29.479,91
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00		4.656,38		4.656,38
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00		0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00		0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00		0,00		0,00
NEDGIA, S.A.	0,00		4.656,98		4.656,98
Total	2.695.538,44	3.603.236,27	23.061.684,01	0,00	29.360.458,72

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 2024 y 2025 por empresa serían las que recogen los siguientes cuadros.

²⁸ Para satisfacer las necesidades de los transportistas en 2023, el GTS adquirió 700,378 GWh de gas de operación a un precio medio ponderado de 38,74 €/MWh que se añadieron a los 615 GWh remanentes en la cuenta del saldo de mermas del sistema gasista tras aplicarse lo previsto en la Resolución de la CNMC de 28 de julio de 2022 en relación con los 1.059 GWh existentes a fecha 26 de junio de 2022 en la citada cuenta del saldo de mermas del sistema gasista. De acuerdo con la misma, se debían transferir hasta la cuenta del gas de operación del gestor técnico del sistema, a un ritmo de 3 GWh/día, desde el 6 de agosto de 2022.

Cuadro 24. Retribución provisional del año natural 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.	104.624.415,96	4.452.680,00	24.354.281,12	28.798.140,33	162.229.517,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	169.493,20	4.535.712,50
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	30.485,17	1.392.111,23
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	171.351,34	7.407.406,84
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	133.159,91	7.563.407,29
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	10.461,47	512.649,87
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	5.917,62	737.771,49
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	223,76	1.133.394,64
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	2.432,64	981.329,39
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	29.479,91	1.079.535,76
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	4.656,38	5.982.089,88
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	4.656,98	10.671,05
Total	130.203.756,35	4.452.680,00	30.345.884,01	29.360.458,72	194.362.779,08

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 25. Retribución provisional del año natural 2025 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.	104.627.919,94	4.452.680,00	24.354.281,12	28.798.140,33	162.233.021,40
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	169.493,20	4.535.712,50
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	30.485,17	1.392.111,23
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	171.351,34	7.407.406,84
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	133.159,91	7.563.407,29
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	10.461,47	512.649,87
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	5.917,62	737.771,49
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	223,76	1.133.394,64
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	2.432,64	981.329,39
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	29.479,91	1.079.535,76
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	4.656,38	5.982.089,88
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	4.656,98	10.671,05
Total	130.207.260,33	4.452.680,00	30.345.884,01	29.360.458,72	194.366.283,06

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2025 (de 1 de octubre a 30 de septiembre) le corresponderían $\frac{1}{4}$ de la retribución determinada para el año natural 2024 y $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada para el año natural 2025.

Cuadro 26. Retribución provisional del año de gas 2025 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.	104.625.291,96	4.452.680,00	24.354.281,12	28.798.140,33	162.230.393,41
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	169.493,20	4.535.712,50
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	30.485,17	1.392.111,23
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	171.351,34	7.407.406,84
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	133.159,91	7.563.407,29
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	10.461,47	512.649,87
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	5.917,62	737.771,49
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	223,76	1.133.394,64
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	2.432,64	981.329,39
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	29.479,91	1.079.535,76
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	4.656,38	5.982.089,88
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	4.656,98	10.671,05
Total	130.204.632,35	4.452.680,00	30.345.884,01	29.360.458,72	194.363.655,08

Fuente: Elaboración Propia

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 a 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 ($REVU_a^e$), provisional para año de gas 2025, por empresa que recoge el Cuadro 27.

Cuadro 27. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), para año de gas 2025

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.843.012,39	3.787.404,13	2.442.128,09	0,00	0,00	9.072.544,61
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A..	13.684,71	0,00	178.005,49	0,00	0,00	191.690,20
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.	6.365,33	0,00	0,00	0,00	0,00	6.365,33
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.	120.124,94	0,00	523.215,81	0,00	0,00	643.340,74
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	2.983.187,37	3.787.404,13	3.143.349,39	0,00	0,00	9.913.940,88

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 2025 (35%) 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 2025.

Cuadro 28. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2025 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 - $RCS_{2020}^{e,A}$	Retribución RCS 2025 (1-oct a 30-sept) - $RCS_{2025}^{e,2025}$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	194.927.093,69	68.224.482,79
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.880.677,37	2.408.237,08
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	150.429,93	52.650,48
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.867.649,06	653.677,17
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.862.132,22	2.401.746,28
Redexis, S.A.	8.158.436,48	2.855.452,77
Redexis Gas Murcia, S.A.	552.667,04	193.433,46
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.023.870,66	358.354,73
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.115.807,42	390.532,60
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	990.192,34	346.567,32
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.133.332,16	396.666,26
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.359.261,72	1.875.741,60
NEDGIA NAVARRA, S.A.	397.646,86	139.176,40
NEDGIA RIOJA, S.A.	543.890,02	190.361,51
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	35.466,16	12.413,16
NEDGIA, S.A.	28.710,20	10.048,57
Total	230.027.263,33	80.509.542,17

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^e)

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 29. 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.	167.603.862,33	15.058.840,27	2.212.801,76	150.332.220,30
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	5.845.038,56	525.163,92	0,00	5.319.874,63
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 30. 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.	150.332.220,30	101.789.332,48	48.542.887,82	50%	24.271.443,91
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	5.319.874,63	4.205.211,80	1.114.662,83	50%	557.331,42
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	97.816,99	108.645,47	-10.828,48	NA	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	NA	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	NA	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	692.659,80	841.569,28	-148.909,48	NA	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	652.478,49	711.650,52	-59.172,03	NA	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	NA	0,00
NEDGIA, S.A.	3.521,42	3.130.036,61	-3.126.515,19	NA	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_{EES}) 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_{EES}), 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”.

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 los últimos 12 meses en las 14 últimas liquidaciones parciales hasta la Liq 06/2024. Para ello, se utiliza la información asociada a 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 Gas²⁹. 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.

²⁹ Según la Norma Liquid Gas

Cuadro 31. 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.	1.876,48	938,24
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.		
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	1.876,48	938,24

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 2025 por empresa que recoge el Cuadro 32.

Cuadro 32. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para año de gas 2025

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REUV)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	68.224.482,79	9.072.544,61	24.271.443,91	0,00	938,24	101.569.409,55
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.408.237,08	191.690,20	557.331,42			3.157.258,69
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	52.650,48	0,00	0,00			52.650,48
Gas Extremadura Transportista, S.L.	653.677,17	0,00	569.431,15			1.223.108,32
Redexis Infraestructuras, S.L.	2.401.746,28	0,00	1.714.643,77			4.116.390,05
Redexis, S.A.	2.855.452,77	0,00	0,00			2.855.452,77
Redexis Gas Murcia, S.A.	193.433,46	0,00	10.322,23			203.755,69
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	358.354,73	0,00	0,00			358.354,73
NEDGIA CEGAS, S.A.	390.532,60	6.365,33	0,00			396.897,93
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	346.567,32	0,00	0,00			346.567,32
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	396.666,26	0,00	150.035,69			546.701,95
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.875.741,60	643.340,74	1.051.544,20			3.570.626,55
NEDGIA NAVARRA, S.A.	139.176,40	0,00	9.324,40			148.500,80
NEDGIA RIOJA, S.A.	190.361,51	0,00	208.041,49			398.403,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	12.413,16	0,00	0,00			12.413,16
NEDGIA, S.A.	10.048,57	0,00	0,00			10.048,57
Total	80.509.542,17	9.913.940,88	28.542.118,27	0,00	938,24	118.966.539,56

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2025

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 2025 (1 de octubre a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 33. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2025

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.	218.717.959,40	162.230.393,41	101.569.409,55	0,00	0,00	482.517.762,36
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.587.631,88	4.535.712,50	3.157.258,69			18.280.603,07
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	197.238,85	51.335,15	52.650,48			301.224,48
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.836.399,96	1.392.111,23	1.223.108,32			5.451.619,51
Redexis Infraestructuras, S.L.	14.473.355,34	7.407.406,84	4.116.390,05			25.997.152,23
Redexis, S.A.	11.634.330,72	7.563.407,29	2.855.452,77			22.053.190,78
Redexis Gas Murcia, S.A.	932.010,86	512.649,87	203.755,69			1.648.416,42
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.217.542,98	737.771,49	358.354,73			3.313.669,19
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.409.099,29	1.133.394,64	396.897,93			2.939.391,86
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.789.971,60	981.329,39	346.567,32			3.117.868,31
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.873.135,98	1.079.535,76	546.701,95			3.499.373,69
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.880.505,79	5.982.089,88	3.570.626,55			12.433.222,22
NEDGIA NAVARRA, S.A.	596.068,39	254.506,61	148.500,80			999.075,80
NEDGIA RIOJA, S.A.	869.323,27	441.711,94	398.403,00			1.709.438,21
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	55.623,09	49.628,02	12.413,16			117.664,27
NEDGIA, S.A.	52.469,03	10.671,05	10.048,57			73.188,65
Total	271.122.666,42	194.363.655,08	118.966.539,56	0,00	0,00	584.405.739,26

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 34. Desglose de la Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2025 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	192.884.518,29	122.368.565,56	84.274.447,65			399.527.531,49
Resto	78.238.148,14	71.995.089,50	34.692.091,91			184.925.329,55
Total	271.122.666,42	194.363.655,06	118.966.539,56	0,00	0,00	584.452.861,05

Fuente: Elaboración Propia

5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2025.

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta Memoria. El siguiente cuadro recoge la determinación de la RDE provisional.

Cuadro 35. 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 06/2024.
- “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 06/2024, “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 07/2023 y la liquidación 06/2024, 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 2025 no contemplará cantidades anteriores a 1 de enero de 2021. Además, en el caso

del año de gas 2025, tampoco se consideran los volúmenes refacturados de años de gas anteriores, entendiendo que el buen hacer del distribuidor debe tender a reducir dichos volúmenes.

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 III, 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 2025 (liquidación 06/2024).

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 detrayéndolo al número total de puntos de suministro.

En el Cuadro 36 se recoge, por empresa, la caracterización del mercado para el cálculo, mientras el Cuadro 37 recoge el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2025.

Cuadro 36. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2025 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	30-09-25 Ult LIQ disp	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	31-12-20 Definitiva	30-09-25 Ult LIQ disp	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-25 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{50MWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-25 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-25 Ult LIQ disp	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-25 Ult LIQ disp	Variació
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	99	88	78.297	90.231	11.934	319.423	290.420	-29.003	145.338	135.262	-10.075	1.668.447	1.686.400	17.953	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	487	919	432	0	1.173	1.173	3.808	12.428	8.620	8.109	9.176	1.068	8.072	8.072	0	0	0	0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	91	8	82	290	208	20.615	48.319	27.704	0	0	0	0	0	0
Madrileña Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	904.804	15.356	5.923.764	4.512.436	-1.411.328	2.710.339	2.485.324	-225.015	1.439.847	1.445.691	5.844	0	0	0
Redexis, S.A.	15.367	1.033	-14.334	517.521	556.802	39.281	2.521.495	2.031.033	-490.463	2.175.857	2.085.227	-90.630	7.854.140	7.651.164	-202.976	0	0	0
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	0	-1.233	97.688	97.940	252	300.403	225.411	-74.992	172.953	189.663	16.710	1.942.165	2.838.957	896.792	20.858.188	16.614.680	-4.243.508
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	0	-1.091	552.752	566.015	13.263	2.580.968	1.968.344	-612.624	1.913.072	1.742.287	-170.785	10.782.406	9.495.169	-1.287.237	1.788	1.941	154
Ned España Distribución Gas, S.A.	210	0	-210	406.339	414.879	8.540	1.640.798	1.295.813	-344.985	1.083.962	1.009.832	-74.129	7.063.696	5.427.995	-1.635.701	2.323.342	1.677.215	-646.127
Tolosa Gas, S.A	0	0	0	5.176	5.261	85	25.358	20.812	-4.547	15.590	12.693	-2.897	0	0	0	0	0	0
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	385.283	-21.436	953.722	788.520	-165.202	763.209	891.230	128.021	5.909.067	5.793.243	-115.823	16.898.925	14.018.990	-2.879.935
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	0	-4.427	268.898	278.139	9.241	1.768.108	1.369.540	-398.567	734.845	657.215	-77.630	5.008.276	4.721.720	-286.556	6.618.986	6.401.349	-217.638
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	0	-7.349	454.544	471.372	16.828	3.047.214	2.486.364	-560.850	2.478.091	2.196.139	-281.951	632.642	450.071	-182.571	0	0	0
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	0	-12.910	2.172.208	2.159.516	-12.692	10.447.237	7.753.746	-2.693.491	3.336.626	3.460.462	123.837	33.947.273	29.987.814	-3.959.458	158.919	206.420	47.501
Nedgia Cegas, S.A.	814	0	-814	643.109	608.473	-34.636	1.912.601	1.439.324	-473.277	784.643	892.382	107.739	20.039.311	17.471.402	-2.567.909	7.089.708	4.485.432	-2.604.276
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	0	-11.486	281.060	295.373	14.313	1.196.863	1.022.866	-173.997	764.456	740.445	-24.012	413.244	312.069	-101.175	0	0	0
Nedgia Madrid, S.A.	837	0	-837	902.261	897.440	-4.821	4.845.589	3.896.387	-949.203	4.349.168	3.626.125	-723.044	2.660.530	2.923.852	263.322	1.549.633	862.486	-687.147
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	154.196	3.288	1.016.184	767.761	-248.423	1.155.983	1.021.555	-134.427	5.480.124	5.034.348	-445.776	0	0	0
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	0	-1.299	88.739	92.237	3.498	548.875	404.637	-144.238	429.184	371.283	-57.902	709.567	553.583	-155.984	1.353.063	2.375.431	1.022.368
Nedgia Aragon, S.A	0	0	0	1.742	1.778	36	16.598	12.184	-4.414	14.780	11.198	-3.583	5.515.976	4.671.426	-844.551	4.135.771	3.302.627	-833.144
Nedgia, S.A	0	0	0	4	0	-4	4.559	0	-4.559	0	0	0	15.096.460	13.034.807	-2.061.653	3.468.088	1.788.054	-1.680.034
Total	57.997	2.051	-55.946	7.917.496	7.981.003	63.507	39.073.649,58	30.298.316,07	-8.775.333,52	23.056.817,87	21.585.816,74	-1.471.001,13	126.163.168,96	113.507.784,65	-12.655.384,31	64.456.410,42	51.734.625,58	-12.721.784,83

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 37. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2025 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 ≤ 8GWh/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 < 8GWh/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.	88	11.934	-29.003	-10.075	17.953	0	222	6.218,08	602.308,98	-219.554,35	-45.742,29	22.620,63	0,00	110,76	365.961,81
Domus Mil Natural, S.A.	432	1.173	8.620	1.068	8.072	0	0	30.525,12	59.201,31	65.257,13	4.847,08	10.170,46	0,00	0,00	170.001,10
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	8	208	27.704	0	0	0	0,00	403,76	1.577,77	125.776,11	0,00	0,00	0,00	127.757,64
Madrileña Red De Gas, S.A.	-476	15.356	-1.411.328	-225.015	5.844	16.453	365.655	-33.634,16	775.017,32	-10.683.751,28	-1.021.566,36	7.363,96	8.226,28	182.827,52	-10.765.516,72
Redexis, S.A.	-14.334	39.281	-490.463	-90.630	-202.976	1.203.969	242.202	-1.012.840,44	1.982.512,07	-3.712.802,70	-411.458,27	-255.749,33	601.984,59	121.101,13	-2.687.252,95
Redexis Gas Murcia, S.A.	-1.233	252	-74.992	16.710	896.792	1.264.627	29.154	-87.123,78	12.718,44	-567.686,78	75.861,39	1.129.958,24	632.313,45	14.576,93	1.210.617,89
Nortegas Energía Distribución, S.A.	-1.091	13.263	-612.624	-170.785	-1.287.237	85.550	20.263	-77.090,06	669.383,61	-4.637.563,83	-775.365,60	-1.621.918,33	42.775,04	10.131,59	-6.389.647,58
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-210	8.540	-344.985	-74.129	-1.635.701	4.191	15.209	-14.838,60	431.013,80	-2.611.536,79	-336.546,60	-2.060.982,85	2.095,63	7.604,45	-4.583.190,96
Tolosa Gas, S.A	0	85	-4.547	-2.897	0	0	0	0,00	4.289,95	-34.419,18	-13.152,44	0,00	0,00	0,00	-43.281,67
Nedgia Andalucía, S.A.	0	-21.436	-165.202	128.021	-115.823	23.150	185.726	0,00	-1.081.874,92	-1.250.581,49	581.214,51	-145.937,36	11.574,93	92.863,02	-1.792.741,31
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-4.427	9.241	-398.567	-77.630	-286.556	290.032	35.171	-312.811,82	466.393,27	-3.017.155,66	-352.440,07	-361.059,94	145.016,08	17.585,55	-3.414.472,59
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-7.349	16.828	-560.850	-281.951	-182.571	0	3.767	-519.280,34	849.309,16	-4.245.634,47	-1.280.058,03	-230.039,01	0,00	1.883,72	-5.423.818,97
Nedgia Catalunya, S.A.	-12.910	-12.692	-2.693.491	123.837	-3.959.458	1.036.433	321.975	-912.220,60	-640.565,24	-20.389.726,78	562.219,39	-4.988.917,56	518.216,34	160.987,54	-25.690.006,91
Nedgia Cegas, S.A.	-814	-34.636	-473.277	107.739	-2.567.909	1.303.667	26.208	-57.517,24	-1.748.078,92	-3.582.707,93	489.135,93	-3.235.565,29	651.833,55	13.104,10	-7.469.795,80
Nedgia Galicia, S.A.	-11.486	14.313	-173.997	-24.012	-101.175	27.091	838	-811.600,76	722.377,11	-1.317.158,24	-109.012,30	-127.480,55	13.545,42	419,02	-1.628.910,30
Nedgia Madrid, S.A.	-837	-4.821	-949.203	-723.044	263.322	88.928	911.938	-59.142,42	-243.315,87	-7.185.464,28	-3.282.619,15	331.786,17	44.464,02	455.969,16	-9.938.322,37
Nedgia Navarra, S.A.	0	3.288	-248.423	-134.427	-445.776	32.113	11.048	0,00	165.945,36	-1.880.562,78	-610.299,36	-561.677,58	16.056,46	5.523,89	-2.865.014,01
Nedgia Rioja, S.A.	-1.299	3.498	-144.238	-57.902	-155.984	0	838	-91.787,34	176.544,06	-1.091.879,67	-262.873,51	-196.539,75	0,00	418,92	-1.466.117,29
Nedgia Aragon, S.A	0	36	-4.414	-3.583	-844.551	47.887	0	0,00	1.816,92	-33.410,24	-16.265,55	-1.064.133,67	23.943,66	0,00	-1.088.048,88
Nedgia, S.A	0	-4	-4.559	0	-2.061.653	37.794	93.218	0,00	-201,88	-34.513,17	0,00	-2.597.682,45	18.896,79	46.608,94	-2.566.891,77
Total	-55.946	63.507	-8.775.334	-1.471.001	-12.655.384	5.461.884	2.263.432	-3.953.144,36	3.205.198,29	-66.429.274,72	-6.678.345,12	-15.945.784,21	2.730.942,24	1.131.716,24	-85.938.691,64

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 15% para el año de gas 2025. En consecuencia, la retribución transitoria sería la siguiente.

Cuadro 38. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2025 (RTD_a)

En Euros	Ajuste Actividad Distribución (AAD)	Retribución Transitoria Distribución 2025 (RTD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,00	155.145,75
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	3.677.537,85
Redexis, S.A.	9.596.229,00	1.439.434,35
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.020.082,00	303.012,30
Nortegas Energía Distribución, S.A.	19.116.707,00	2.867.506,05
Ned España Distribución Gas, S.A.U	11.903.055,00	1.785.458,25
Tolosa Gas, S.A	125.356,00	18.803,40
Nedgia Andalucía, S.A.	10.643.174,00	1.596.476,10
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	3.352.956,00	502.943,40
Nedgia Castilla Y León, S.A.	6.406.309,00	960.946,35
Nedgia Catalunya, S.A.	83.269.407,00	12.490.411,05
Nedgia Cegas, S.A.	23.769.889,00	3.565.483,35
Nedgia Galicia, S.A.	3.809.283,00	571.392,45
Nedgia Madrid, S.A.	31.037.897,00	4.655.684,55
Nedgia Navarra, S.A.	3.110.413,00	466.561,95
Nedgia Rioja, S.A.	1.447.377,00	217.106,55
Nedgia Aragon, S.A	1.244.016,00	186.602,40
Nedgia, S.A	2.635.972,00	395.395,80
Total	239.039.346,00	35.855.901,90

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 39. 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 (CImgc<4b)				Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgc<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.	0,00	0,00	0,00	0,00	396,50	487,00	90,50	6.335,00	6.335,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81,00	83,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Madriña 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	7.846.921,50	7.863.254,00	16.332,50	816.625,00	110.278,00	111.918,00	1.640,00	114.800,00	931.425,00

Fuente: Elaboración Propia

5.5. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2025

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 2025 (1 de octubre de 2024 a 30 de septiembre de 2025) sería la siguiente.

Cuadro 40. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2025

	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	365.961,81	155.145,75		26.510,00	12.343.854,66
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	170.001,10	0,00		6.335,00	268.807,66
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	127.757,64	0,00		100,00	229.985,09
Madrileña Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-10.765.516,72	3.677.537,85		119.000,00	112.608.629,91
Redexis, S.A.	80.161.651,10	-2.687.252,95	1.439.434,35		359.390,00	79.273.222,50
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	1.210.617,89	303.012,30		20.220,00	16.138.698,60
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	-6.389.647,58	2.867.506,05		132.915,00	78.532.040,62
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-4.583.190,96	1.785.458,25		87.265,00	55.313.526,42
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	-43.281,67	18.803,40		1.300,00	603.003,71
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-1.792.741,31	1.596.476,10		-80.275,00	52.087.814,91
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	-3.414.472,59	502.943,40		76.655,00	42.486.459,04
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	-5.423.818,97	960.946,35		105.470,00	68.003.938,34
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	-25.690.006,91	12.490.411,05		43.955,00	294.396.820,55
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	-7.469.795,80	3.565.483,35		-145.155,00	91.408.400,76
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-1.628.910,30	571.392,45		48.430,00	35.833.639,11
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	-9.938.322,37	4.655.684,55		68.090,00	114.374.225,23
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	-2.865.014,01	466.561,95		38.450,00	28.921.169,41
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	-1.466.117,29	217.106,55		21.570,00	12.752.014,81
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	-1.088.048,88	186.602,40		1.100,00	4.328.730,36
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-2.566.891,77	395.395,80		100,00	10.372.284,55
Total	1.159.428.630,98	-85.938.691,64	35.855.901,90	0,00	931.425,00	1.110.277.266,24

Fuente: Elaboración Propia

6. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN DE 2020, 2021, 2022, 2023 Y 2024 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION.

A continuación, se recogen los ajustes que son necesarios en los importes de retribución devengados en el periodo 2020-2024, desglosados por empresa según corresponda, por variación de la información y/o parámetros de la metodología retributiva.

Los importes por los ajustes de 2020 a 2023 han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2023, mientras que los ajustes de 2024 han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2024. En concreto se realizan ajustes por:

1. **La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones de transporte y regasificación puestas en servicio entre 2018 y 2023 que el titular solicita incluir en el régimen retributivo de forma provisional, cuyos valores se recogen a continuación.

Cuadro 41.- Retribución asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo con retribución a cuenta

	ACTIVIDAD	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido Provisional	Retribución Provisional 2020				Retribución Provisional 2021			
					Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total
Pos. Derivación K-11.10 del GTO DE ALIMENTACIÓN A LA CTCC DE ARCOS DE LA FRONTERA	Transporte	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	25-sep.-18	388.899,73	9.722,49	19.300,12	0,00	29.022,61	7.318,86	15.032,46	0,00	22.351,31
ERM G-650 (80/16) EN POSICIÓN K-11.10 (ARCOS DE LA FRONTERA)			25-sep.-18	369.354,70	12.311,82	18.173,48	56.777,00	87.262,31	9.291,30	14.026,49	29.628,84	52.946,63

	ACTIVIDAD	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido Provisional	Retribución Provisional 2022				Retribución Provisional 2023				Retribución Provisional 2024					
					Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total		
Pos. Derivación K-11.10 del GTO DE ALIMENTACIÓN A LA CTCC DE ARCOS DE LA FRONTERA	Transporte	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.	25-sep.-18	388.899,73	9.785,28	19.700,19	0,00	29.485,48	9.785,28	19.167,87	0,00	28.953,16	9.812,09	18.635,55	0,00	28.447,65		
ERM G-650 (80/16) EN POSICIÓN K-11.10 (ARCOS DE LA FRONTERA)			25-sep.-18	369.354,70	12.422,43	18.247,92	39.505,12	70.175,48	12.422,43	17.572,14	39.505,12	69.499,70	12.456,47	16.896,36	39.505,12	68.857,95		
Sustitución turbocompresor TC103 por motocompresor eléctrico MC103 en la EC de Coreses			26-jul.-23	7.567.489,99					69.407,51	75.567,09	0,00	144.974,59	379.151,45	407.895,69	0,00	787.047,14		
Nueva tercera línea para la EM G-65 de la posición R-06 en Golmayo			18-ago.-23	75.999,66					305,16	498,39	0,00	803,55	2.538,41	4.117,78	0,00	6.656,19		
Sustitución turbocompresor TC101 por motocompresor eléctrico MC101 en la EC de Almendralejo			22-ago.-23	7.607.410,75					41.655,91	45.352,67	0,00	87.008,58	381.151,59	411.577,06	0,00	792.728,65		
Nueva tercera línea para la EM G-65 de la posición 1.01 en Foret			15-sep.-23	75.999,66					110,97	181,23	0,00	292,20	2.538,41	4.128,34	0,00	6.666,75		
Nueva Derivación en Posición 15.25 del GASODUCTO VALENCIA-ALICANTE			07-nov.-23	491.737,58									11.073,35	24.046,24	0,00	35.119,59		
ERM G-250 EN POSICIÓN 15.25 (Monforte del Cid) del GASODUCTO VALENCIA-ALICANTE			07-nov.-23	287.602,78									8.634,91	14.063,93	31.157,02	53.855,86		
Renovación subestación eléctrica n°3 en la Planta de Barcelona			Regasificación		20-may.-22	3.908.540,00	28.677,89	78.059,43	0,00	106.737,33	78.115,16	211.064,50	0,00	289.179,65	78.329,17	206.815,03	0,00	285.144,20
Adaptación instalaciones pantallón para small scale Planta de Barcelona					18-oct.-22	1.750.000,00					83.367,56	90.766,03	0,00	174.133,58	87.679,67	90.664,80	0,00	178.344,48
Carga de buques de pequeña capacidad en Planta de Barcelona	18-oct.-22	835.000,00							39.778,23	43.308,36	0,00	83.086,60	41.835,73	43.260,06	0,00	85.095,79		
Mejora atraque y amarre Planta de Barcelona	27-dic.-22	211.360,90							8.043,58	8.757,41	0,00	16.800,98	10.589,75	11.060,46	0,00	21.650,21		
Mejora atraque y amarre Planta de Huelva	21-mar.-23	248.496,10							6.599,35	7.185,01	0,00	13.784,36	12.450,32	13.159,18	0,00	25.609,50		
Mejora atraque y amarre Planta de Cartagena	03-may.-23	253.459,90							5.239,21	5.704,17	0,00	10.943,38	12.699,02	13.503,21	0,00	26.202,22		
Aumento capacidad de carga a 2.000 m3/h en atraque de 80 Planta de Barcelona	02-jul.-23	560.000,00							6.976,04	7.595,13	0,00	14.571,18	28.057,49	30.084,50	0,00	58.142,00		
Sustitución brazos de descarga 16" en Planta de Huelva	3-nov.-23	4.896.070,83											223.188,44	242.331,43	0,00	465.519,87		

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 42.- Instalaciones sin derecho a retribución individualizada en el régimen retributivo

	ACTIVIDAD	TITULAR
Modificación de la Posición 15.09X2 en Chilches	Transporte	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.
Modificación de la Posición 15.03 en La Galera (Tarragona)		
Nueva tercera línea en la EM G-65 de la posición 15.09X2 Chilches		
Nueva EM G-250 en la Posición 15.09X2 en Chilches		
Nueva EM G-65 en la Posición 15.03 en La Galera (Tarragona)		

Fuente: Elaboración Propia

2. La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios del periodo 2020-2024 asociada a instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM entre el 30 de mayo de 2023 y el 15 de mayo de 2024.

Cuadro 43.- Ajuste de la Retribución del periodo 2020-2024 por titular

En Euros	Ajuste retributivo a realizar				
	2020	2021	2022	2023	2024
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	50.050,20	38.438,95	50.658,89	49.677,68	48.745,91

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se recoge para aquellas instalaciones que vieron modificada su retribución: la nueva retribución definitiva que han de cobrar, la que estuvieron cobrando y el ajuste que ha de realizarse.

Cuadro 44.- Ajuste de la Retribución del periodo 2020-2024 asociada a instalaciones incluidas mediante Resoluciones del Ministerio entre el 30 mayo 2023 y 15 mayo 2024

En Euros	Retribución Definitiva					Retribución percibida con anterioridad				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 002 y Pos 008	1.700.262,96	1.193.841,62	1.576.382,73	1.550.896,39	1.526.693,61	1.663.170,88	1.165.413,92	1.538.917,89	1.514.157,40	1.490.643,91
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo IIa entre Pos 001 y Pos 002	245.860,61	174.323,84	230.175,68	226.442,19	222.896,73	240.474,39	170.153,81	224.679,89	221.052,73	217.608,25
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo IIb entre Pos 001 y Pos 002	16,67	12,48	16,49	16,23	15,99	16,3025871	12,19584485	16,1125332	15,8666357	15,63312221
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo Iic entre Pos 008 y Pos 009	222.699,35	157.901,69	208.492,01	205.110,24	201.898,78	217.820,54	154.124,49	203.513,96	200.228,49	197.108,50
Pos. 001 Inicial (Ribadeo) del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	50.083,62	38.384,54	50.586,94	49.606,86	48.676,15	49.649,79	38.052,05	50.148,75	49.177,16	48.254,51
Pos. 003 Barreiros del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	28.953,00	22.189,84	29.243,97	28.677,39	28.139,35	28.514,18	21.853,53	28.800,74	28.242,75	27.712,86
Pos. 004 Foz del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	29.625,30	22.705,10	29.923,02	29.343,29	28.792,76	29.186,48	22.368,78	29.479,80	28.908,65	28.366,27
Pos. 005 Burela del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	29.555,09	22.651,29	29.852,11	29.273,75	28.724,52	29.111,29	22.311,15	29.403,85	28.834,17	28.293,19
Pos. 006 Ceruo del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	29.029,33	22.248,34	29.321,07	28.753,00	28.213,54	28.590,52	21.912,03	28.877,84	28.318,36	27.787,05
Pos. 009 Viveiro del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	52.920,49	40.558,75	53.452,33	52.416,74	51.433,30	52.421,84	40.176,57	52.948,66	51.922,83	50.948,66
	2.389.006,42	1.694.817,49	2.237.446,35	2.200.536,08	2.165.484,73	2.338.956,20	1.656.378,53	2.186.787,48	2.150.858,41	2.116.738,82

En Euros	Ajuste retributivo a realizar				
	2020	2021	2022	2023	2024
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo entre Pos 002 y Pos 008	37.092,08	28.427,70	37.464,84	36.738,99	36.049,70
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo IIa entre Pos 001 y Pos 002	5.386,22	4.170,03	5.495,79	5.389,46	5.288,48
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo IIb entre Pos 001 y Pos 002	0,37	0,28	0,38	0,36	0,36
Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense) - Tramo Iic entre Pos 008 y Pos 009	4.878,81	3.777,20	4.978,05	4.881,75	4.790,28
Pos. 001 Inicial (Ribadeo) del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	433,83	332,49	438,19	429,70	421,64
Pos. 003 Barreiros del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	438,82	336,31	443,23	434,64	426,49
Pos. 004 Foz del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	438,82	336,32	443,22	434,64	426,49
Pos. 005 Burela del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	443,80	340,14	448,26	439,58	431,33
Pos. 006 Ceruo del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	438,81	336,31	443,23	434,64	426,49
Pos. 009 Viveiro del gasoducto Ribadeo - Viveiro (Marina Lucense)	498,65	382,18	503,67	493,91	484,64
	50.050,20	38.438,95	50.658,89	49.677,68	48.745,91

Fuente: Elaboración Propia

3. **La retribución por extensión de vida útil (REU) 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 los años de gas 2021, 2022 y 2023, que se han remitido a esta Comisión como establece el artículo 15 de la Circular 9/2019.

Vista la información remitida, se ha puesto de manifiesto que, por errores materiales, la Resolución de 30 de mayo de 2023 no minoró la retribución de transporte de 2021 y 2022 de ENAGAS TRANSPORTE en 7.798,73 € y 10.398,30 €, respectivamente, al faltar por contabilizar una ERMs que no había acreditado la disponibilidad efectiva durante dichos años; además, se realizó una corrección en la retribución de 2021 de otra por importe de 8.344,16 € cuando debería haber sido de 7.798,73 €. Se corrigen ambos errores en la presente resolución.

En lo que respecta a 2023, se ha puesto de manifiesto que 10 ERMs de transporte de ENAGAS TRANSPORTE, las mismas del año anterior, y otra ERM de NEDGIA CATALUNYA no han acreditado la disponibilidad efectiva. Por tanto, debe minorarse la retribución por este concepto en 111.843,85 € y 5.282,20 € respectivamente, en dicho año de gas.

No obstante, tal y como establecen las Resoluciones de 11 de febrero de 2021, 19 de mayo de 2022 y 30 de mayo 2023, 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. **El incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e)** como consecuencia de la información actualizada sobre el mercado atendido de la Liquidación definitiva 2022, Liquidación 14/2023, así como la mejor información disponible de 2024 (las 14 últimas liquidaciones hasta la Liq. 6/2024).

Dado que la Resolución de 30 de mayo de 2023 estableció un incentivo provisional para las actividades de regasificación y transporte, los ajustes a realizar en ambas actividades son los siguientes:

Cuadro 45. Ajuste Retribución provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación

Para año de gas 2022

En Euros	Nueva Retribución 2022	Retribución 2022 según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución IDS 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	211.161,79	211.161,79	0,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.780,42	10.780,42	0,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	69.031,47	0,00	69.031,47
Total	290.973,68	221.942,21	69.031,47

Para año de gas 2023

En Euros	Nueva Retribución 2023	Retribución 2023 según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución IDS 2023
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	419.199,12	211.161,79	208.037,33
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	10.780,42	-10.780,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	49.610,06	0,00	49.610,06
Total	468.809,18	221.942,21	246.866,97

Para año de gas 2024

En Euros	Nueva Retribución 2024	Retribución 2024 según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución IDS 2024
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	820.511,57	211.161,79	609.349,77
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	10.780,42	-10.780,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	100.159,11	0,00	100.159,11
Total	920.670,68	221.942,21	698.728,47

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 46. Ajuste Retribución provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte

Para año de gas 2023

En Euros	Nueva Retribución 2023	Retribución 2023 según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución IDS 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	318,95	343,17	-24,22

Para año de gas 2024

En Euros	Nueva Retribución 2024	Retribución 2024 según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución IDS 2024
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	938,24	343,17	595,07

Fuente: Elaboración Propia

5. 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 2025, los trabajos de análisis para la admisibilidad de los citados costes necesitan que se contraste la información con otras fuentes (de las propias empresas o de contrapartes) y, en particular, con la información regulatoria de costes – SICORE – donde las empresas y esta

Comisión están trabajando para para aclarar, conciliar y homogenizar las declaraciones de los años 2020, 2021 y 2022. Por tanto, se considera que hasta la finalización de estos trabajos visto el escenario excepcional de precios que ha habido los años anteriores, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta para 2022 por los costes de adquisición de suministro eléctrico, odorante y gas de operación de acuerdo con los costes de 2021 y 2022 auditados informados por las empresas, una vez aplicados los ajustes pertinentes tras los análisis preliminares realizados por la CNMC. Para los años 2023 y 2024, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta idéntica a la considerada para 2025.

En los cuadros siguientes se recogen los importes de los ajustes a realizar en los años de gas 2022, 2023 y 2024 por actividad y concepto de coste. Por su parte, el Anexo II recoge los cuadros con los importes provisionales considerados para cada año natural en la Resolución y en la Resolución de 30 de mayo 2023, así como el ajuste a realizar.

Cuadro 47. Ajuste de la Retribución provisional de la actividad de Regasificación por conceptos de $OCOM_n^A$

Para año de gas 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-20,25	-15.174,42	-15.194,67
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,18	-0,79	-0,97
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,07	-0,06	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00
Total	-20,36	-15.175,27	-15.195,63

Para año de gas 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-27,00	-20.232,56	-20.259,56
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,24	-1,05	-1,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,09	-0,08	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	42.403,91	-300.086,54	-257.682,63
Total	42.376,75	-320.320,22	-277.943,47

Para año de gas 2024

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-27,00	-20.232,56	-20.259,56
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,24	-1,05	-1,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,09	-0,08	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00
Total	-27,15	-20.233,69	-20.260,84

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 48. Ajuste de la Retribución provisional de la actividad de Transporte por conceptos de $OCOM_n^A$

Para año de gas 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	0,00	0,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-555,00	0,00	82.454,31	81.899,31
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-590,47	-590,47
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-41.625,00	0,00	-8.208,44	-49.833,44
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-88.479,56	-88.479,56
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-3.913,36	-3.913,36
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	-18.024,67	-18.024,67
Total	-42.180,00	0,00	-36.762,20	-78.942,20

Para año de gas 2022

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-3.577,14	0,00	567.408,28	563.831,14
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	4.275,30	4.275,30
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	558,65	558,65
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.185,75	0,00	-6.142,63	-4.956,88
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.429,13	0,00	40.519,11	56.948,24
Redexis Gas, S.A.	21.455,63	0,00	28.570,58	50.026,21
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	9.276,06	9.276,06
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-740,00	0,00	162.840,91	162.100,91
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-938,98	-938,98
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-55.500,00	0,00	-13.053,30	-68.553,30
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-140.702,67	-140.702,67
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-6.223,13	-6.223,13
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	-28.663,33	-28.663,33
Total	-20.746,64	0,00	617.724,85	596.978,21

Para año de gas 2023

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-4.769,52	0,00	-63.859.913,45	-63.864.682,97
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-490.229,87	-490.229,87
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	-3.583,60	-3.583,60
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.581,00	0,00	-66.014,86	-64.433,86
Redexis Infraestructuras, S.L.	21.905,50	0,00	-271.297,59	-249.392,09
Redexis Gas, S.A.	28.607,50	0,00	-199.493,07	-170.885,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	841,74	841,74
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-740,00	0,00	35.584,34	34.844,34
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-821,72	-821,72
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-55.500,00	0,00	-11.931,72	-67.431,72
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-126.169,38	-126.169,38
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-3.065,95	-3.065,95
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	-26.714,07	-26.714,07
Total	-8.915,52	0,00	-65.022.809,22	-65.031.724,74

Para año de gas 2024

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Coste Gas de Operación	Ajuste Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-4.769,52	0,00	-85.403.759,15	-85.408.528,67
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-655.539,96	-655.539,96
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.581,00	0,00	-85.289,76	-83.708,76
Redexis Infraestructuras, S.L.	21.905,50	0,00	-379.738,61	-357.833,11
Redexis Gas, S.A.	28.607,50	0,00	-278.688,80	-250.081,30
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	-3.000,38	-3.000,38
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-740,00	0,00	-12.712,50	-13.452,50
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-765,78	-765,78
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-55.500,00	0,00	-11.323,56	-66.823,56
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-118.799,40	-118.799,40
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-1.901,86	-1.901,86
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	-25.549,83	-25.549,83
Total	-8.915,52	0,00	-86.977.069,59	-86.985.985,11

Fuente: Elaboración Propia

6. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia de la información actualizada sobre el mercado atendido (puntos de suministro y energía suministrada) de 2022 (Liquidación definitiva 2022), 2023 (Liq 14/2023), y 2024 (14 últimas liquidaciones hasta la Liq. 6/2024).

Esto implica un nuevo valor de retribución por desarrollo de mercado considerado para dichos años de gas. El siguiente cuadro muestra la retribución provisional para el año de gas 2022 (1-oct-21 a 30-sept-22), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar.

Cuadro 49. 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 Refacturas antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resol 30 may 2023	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	12.894.685,58	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	240.404,61	0,00	0,00	6.335,00	0,00	339.211,17	277.417,69	61.793,48
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	174.170,24	0,00	0,00	100,00	28.178,49	304.576,18	304.576,18	0,00
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	136.217.468,10	0,00
Redexis, S.A.	80.161.651,10	3.114.651,48	6.717.360,30	0,00	359.390,00	-45.485,16	90.307.567,72	89.993.738,40	313.829,32
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	852.949,51	1.414.057,40	0,00	20.220,00	-18.290,61	16.873.784,71	16.599.510,56	274.274,15
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	2.225.873,76	13.381.694,90	0,00	132.915,00	-30.003,51	97.631.747,30	97.714.649,70	-82.902,40
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-254.857,61	8.332.138,50	0,00	87.265,00	-13.195,13	66.175.344,89	66.297.161,61	-121.816,72
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	30.966,69	87.749,20	0,00	1.300,00	-182,16	746.015,71	746.015,71	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-547.512,55	7.450.221,80	0,00	-80.275,00	-37.298,57	59.149.490,80	59.146.887,63	2.603,17
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	408.936,86	2.347.069,20	0,00	76.655,00	-21.293,35	48.132.700,94	48.132.695,15	5,79
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	1.321.942,88	4.484.416,30	0,00	105.470,00	-43.750,43	78.229.419,71	78.211.918,54	17.501,17
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	274.301,42	58.288.584,90	0,00	43.955,00	-494.176,91	365.665.125,82	365.666.344,31	-1.218,49
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	3.334.973,23	16.638.922,30	0,00	-145.155,00	-134.338,07	115.152.270,67	115.096.384,86	55.885,81
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-9.249,39	2.666.498,10	0,00	48.430,00	-50.869,38	39.497.536,29	39.497.548,95	-12,66
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	721.193,87	21.726.527,90	0,00	68.090,00	-167.444,26	141.937.140,56	141.934.671,52	2.469,04
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	33.724.896,61	0,00
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	15.212.629,12	0,00
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	6.057.076,11	0,00
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-2.961.048,17	1.845.180,40	0,00	100,00	3.141,70	11.431.054,45	11.430.888,31	166,14
Total	1.159.428.630,98	9.126.259,63	167.327.542,20	0,00	931.425,00	-1.134.115,37	1.335.679.742,44	1.335.157.164,64	522.577,80

Fuente: Elaboración Propia

Donde el cálculo de la retribución por el gas natural facturado/refacturado en el año de gas 2022 de ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, es:

Cuadro 50. 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
Madriñena 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

En los cuadros siguientes se recoge la caracterización del mercado del año de gas 2022 y el cálculo de su retribución por desarrollo de mercado.

Cuadro 51. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2022 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 ≤ 8GWh/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	30-09-22 Definitiva	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	31-12-20 Definitiva	30-09-22 Definitiva	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-22 Definitiva	$\Delta GSF_{ps4b}^{50MWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-22 Definitiva	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-22 Definitiva	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-22 Definitiva	Variació
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	73	62	78.297	83.211	4.914	319.423	325.796	6.373	145.338	157.779,825	12.442	1.668.447	1.662.579,115	-5.868	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	487	1.690	1.203	0	0	0	3.808	17.372	13.564	8.109	15.125	7.017	0	16.559	16.559	0	0	0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	87	4	82	12.987	12.905	20.615	37.416	16.801	0	0	0	0	0	0
Madrileña Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	898.393	8.945	5.923.764	5.595.893	-327.870	2.710.339	2.980.011	269.672	1.439.847	1.524.113	84.266	0	0	0
Redexis, S.A.	15.367	6.823	-8.544	517.521	543.319	25.798	2.521.495	2.730.360	208.865	2.175.857	2.503.034	327.177	7.854.140	7.012.412	-841.728	0	0	0
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	1.644	411	97.688	97.355	-333	300.403	317.395	16.992	172.953	205.743	32.789	1.942.165	2.158.853	216.689	20.858.188	16.602.178	-4.256.010
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	1.103	12	552.752	559.880	7.128	2.580.968	2.654.267	73.299	1.913.072	2.202.164	289.092	10.782.406	10.758.300	-24.106	1.788	1.188	-599
Ned España Distribución Gas, S.A.	210	57	-153	406.339	411.507	5.168	1.640.798	1.631.636	-9.162	1.083.962	1.218.801	134.839	7.063.696	6.225.759	-837.936	2.323.342	1.928.831	-394.511
Tolosa Gas, S.A.	0	0	0	5.176	5.227	51	25.358	27.386	2.028	15.590	18.463	2.873	0	0	0	0	0	0
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	395.826	-10.893	953.722	954.830,451	1.108	763.209	921.503,985	158.295	5.909.067	5.263.370,755	-645.696	16.898.925	13.968.219	-2.930.705
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	2.178	-2.249	268.898	273.945	5.047	1.768.108	1.838.820,579	70.713	734.845	757.964,056	23.119	5.008.276	4.661.698,701	-346.577	6.618.986	4.799.223	-1.819.764
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	1.832	-5.517	454.544	464.250	9.706	3.047.214	3.121.728,200	74.515	2.478.091	2.634.675,706	156.585	632.642	589.576,582	-43.066	0	0	0
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	4.506	-8.404	2.172.208	2.163.862	-8.346	10.447.237	10.535.147,452	87.911	3.336.626	3.971.256,659	634.631	33.947.273	31.792.624,341	-2.154.648	158.919	187.408	28.489
Nedgia Cegas, S.A.	814	483	-331	643.109	623.555	-19.554	1.912.601	1.962.810,534	50.209	784.643	949.727,707	165.085	20.039.311	22.334.912,318	2.295.601	7.089.708	6.139.530	-950.178
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	5.145	-6.341	281.060	288.544	7.484	1.196.863	1.169.923,930	-26.939	764.456	836.373,501	71.917	413.244	362.996,635	-50.248	0	0	0
Nedgia Madrid, S.A.	837	0	-837	902.261	901.283	-978	4.845.589	4.803.262,333	-42.327	4.349.168	4.404.800,495	55.632	2.660.530	3.039.607,458	379.078	1.549.633	1.366.318	-183.315
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	152.941	2.033	1.016.184	1.047.590,138	31.406	1.155.983	1.231.603,596	75.621	5.480.124	5.123.035,716	-357.088	0	0	0
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	26	-1.273	88.739	90.936	2.197	548.875	573.255,514	24.380	429.184	471.378,102	42.194	709.567	561.632,397	-147.935	1.353.063	2.396.321	1.043.259
Nedgia Aragon, S.A.	0	0	0	1.742	1.759	17	16.598	17.428,909	831	14.780	8.927,943	-5.852	5.515.976	5.485.558,994	-30.417	4.135.771	3.654.809	-480.962
Nedgia, S.A.	0	0	0	4	0	-4	4.559	0,000	-4.559	0	0,000	0	15.096.460	12.747.158,363	-2.349.301	3.468.088	2.493.644	-974.445
Total	57.997	25.560	-32.437	7.917.496	7.955.880	38.384	39.073.649,58	39.337.890,80	264.241,22	23.056.817,87	25.526.747,22	2.469.929,35	126.163.168,96	121.320.747,43	-4.842.421,53	64.456.410,42	53.537.669,30	-10.918.741,12

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 52. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2022 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 ≤ 8GWh/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 < 8GWh/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.	1.203	0	13.564	7.017	16.559	0	0	85.003,98	0,00	102.681,34	31.855,18	20.864,11	0,00	0,00	240.404,61
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	4	12.905	16.801	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	327.177	-841.728	640.607	180.257	-603.719,04	1.302.025,06	1.581.106,96	1.485.383,74	-1.060.576,99	320.303,32	90.128,43	3.114.651,48
Redexis Gas Murcia, S.A.	411	-333	16.992	32.789	216.689	548.548	31.838	29.041,26	-16.806,51	128.629,55	148.863,99	273.027,93	274.274,15	15.919,14	852.949,51
Nortegas Energía Distribución, S.A.	12	7.128	73.299	289.092	-24.106	33.738	22.859	847,92	359.750,16	554.873,94	1.312.476,64	-30.373,40	16.868,90	11.429,60	2.225.873,76
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-153	5.168	-9.162	134.839	-837.936	4.461	11.765	-10.810,98	260.828,96	-69.357,82	612.168,97	-1.055.799,99	2.230,67	5.882,58	-254.857,61
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	158.295	-645.696	839	176.733	0,00	-549.769,71	8.388,77	718.659,20	-813.576,87	419,33	88.366,73	-547.512,55
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-2.249	5.047	70.713	23.119	-346.577	176.398	42.720	-158.914,34	254.722,09	535.295,75	104.961,30	-436.687,20	88.199,21	21.360,05	408.936,86
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-5.517	9.706	74.515	156.585	-43.066	0	2.406	-389.831,22	489.861,82	564.075,02	710.896,77	-54.262,58	0,00	1.203,07	1.321.942,88
Nedgia Catalunya, S.A.	-8.404	-8.346	87.911	634.631	-2.154.648	385.081	529.916	-593.826,64	-421.222,62	665.483,70	2.881.225,45	-2.714.857,03	192.540,63	264.957,93	274.301,42
Nedgia Cegas, S.A.	-331	-19.554	50.209	165.085	2.295.601	615.844	30.606	-23.388,46	-986.890,38	380.085,01	749.484,34	2.892.457,33	307.922,21	15.303,18	3.334.973,23
Nedgia Galicia, S.A.	-6.341	7.484	-26.939	71.917	-50.248	2.743	901	-448.055,06	377.717,48	-203.926,26	326.504,60	-63.311,90	1.371,39	450,36	-9.249,39
Nedgia Madrid, S.A.	-837	-978	-42.327	55.632	379.078	23.110	816.699	-59.142,42	-49.359,66	-320.416,10	252.569,79	477.637,79	11.555,06	408.349,41	721.193,87
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	65.728	0,00	-201,88	-34.513,17	0,00	-2.960.119,80	922,70	32.863,98	-2.961.048,17
Total	-32.437	38.384	264.241	2.469.929	-4.842.422	2.482.762	2.254.605	-2.291.998,42	1.937.240,48	2.000.306,01	11.213.479,27	-6.101.451,12	1.241.381,02	1.127.302,39	9.126.259,63

Fuente: Elaboración Propia

Año de gas 2023

Por su parte, en 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 30 de mayo de 2023.

Cuadro 53. 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	Ajuste por Refacturas antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resol. 30 may 2023	Ajuste Retribución Distribución 2023
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	80.035,50	517.152,50	0,00	26.510,00	0,00	12.419.935,10	12.689.664,88	-269.729,78
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	159.453,79	0,00	0,00	6.335,00	0,00	258.260,35	277.417,69	-19.157,34
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	130.218,11	0,00	0,00	100,00	8.029,63	240.475,19	276.397,69	-35.922,50
Madriñena Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-11.514.932,72	12.258.459,50	0,00	119.000,00	-34.813,92	120.405.321,64	131.394.335,35	-10.989.013,71
Redexis, S.A.	80.161.651,10	-2.392.205,27	4.798.114,50	0,00	359.390,00	-19.727,80	82.907.222,53	88.119.977,76	-5.212.755,23
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	1.104.810,48	1.010.041,00	0,00	20.220,00	-8.944,44	16.730.975,45	16.213.784,77	517.190,68
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	-5.452.268,95	9.558.353,50	0,00	132.915,00	-1.660,62	86.158.606,08	93.921.311,81	-7.762.705,73
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-4.983.834,90	5.951.527,50	0,00	87.265,00	-3.244,83	59.075.706,90	63.929.745,74	-4.854.038,84
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	-29.833,68	62.678,00	0,00	1.300,00	-9,65	660.316,65	721.126,67	-60.810,02
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-2.180.211,54	5.321.587,00	0,00	-80.275,00	-23.122,69	55.402.332,89	57.055.551,40	-1.653.218,51
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	-3.527.136,62	1.676.478,00	0,00	76.655,00	-17.028,72	43.530.300,89	47.483.397,30	-3.953.096,41
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	-5.717.139,77	3.203.154,50	0,00	105.470,00	-19.767,98	69.933.057,71	76.974.407,17	-7.041.349,46
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	-23.036.280,34	41.634.703,50	0,00	43.955,00	-139.491,78	326.055.347,79	349.506.639,82	-23.451.292,03
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	-5.949.428,92	11.884.944,50	0,00	-145.155,00	-45.599,25	101.202.629,54	110.476.745,13	-9.274.115,59
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-1.921.952,58	1.904.641,50	0,00	48.430,00	-22.697,21	36.851.148,67	38.786.561,73	-1.935.413,06
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	-10.658.741,15	15.518.948,50	0,00	68.090,00	-65.134,01	124.451.936,39	135.894.536,38	-11.442.599,99
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	-2.782.254,47	1.555.206,50	0,00	38.450,00	-4.323,83	30.088.249,67	33.117.420,37	-3.029.170,70
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	-1.262.299,15	723.688,50	0,00	21.570,00	-2.897,22	13.459.517,68	14.935.465,93	-1.475.948,25
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	-1.096.325,64	622.008,00	0,00	1.100,00	-7,61	4.755.851,59	5.808.371,01	-1.052.519,42
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-3.765.968,11	1.317.986,00	0,00	100,00	0,00	10.095.798,41	10.900.552,21	-804.753,80
Total	1.159.428.630,98	-84.796.295,93	119.519.673,00	0,00	931.425,00	-400.441,93	1.194.682.991,12	1.288.483.410,81	-93.800.419,69

Fuente: Elaboración Propia

Donde el cálculo de la retribución por el gas natural facturado/ refacturado en el año de gas 2023 de ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, es:

Cuadro 54. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2023

	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 MMh/año	Ptos Sum en Redes P<4bar de 50 MMh/año < Cons ≤ 8 GMh/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 GMh/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.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	62	1.611	250	0	465,31	7.251,71	312,61	0,00	8.029,63
Madriñena Red De Gas, S.A.	-4.612	-50	0	0	-34.590,17	-223,75	0,00	0,00	-34.813,92
Redexis, S.A.	-2.529	-170	0	0	-18.964,68	-763,12	0,00	0,00	-19.727,80
Redexis Gas Murcia, S.A.	-934	-431	0	0	-7.006,74	-1.937,70	0,00	0,00	-8.944,44
Nortegas Energía Distribución, S.A.	-207	-24	0	0	-1.554,80	-105,82	0,00	0,00	-1.660,62
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	-433	0	0	0	-3.244,83	0,00	0,00	0,00	-3.244,83
Tolosa Gas, S.A.	-1	0	0	0	-9,65	0,00	0,00	0,00	-9,65
Nedgia Andalucía, S.A.	-1.600	-2.472	0	75	-11.998,67	-11.124,02	0,00	0,00	-23.122,69
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-874	-601	-6.214	0	-6.557,57	-2.703,34	-7.767,81	0,00	-17.028,72
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-2.079	-928	0	0	-15.592,79	-4.175,19	0,00	0,00	-19.767,98
Nedgia Catalunya, S.A.	-18.580	-32	0	0	-139.347,04	-144,74	0,00	0,00	-139.491,78
Nedgia Cegas, S.A.	-6.076	-6	0	0	-45.571,13	-28,12	0,00	0,00	-45.599,25
Nedgia Galicia, S.A.	-2.848	-298	0	0	-21.356,99	-1.340,22	0,00	0,00	-22.697,21
Nedgia Madrid, S.A.	-8.591	-155	0	0	-64.435,62	-698,39	0,00	0,00	-65.134,01
Nedgia Navarra, S.A.	-577	0	0	0	-4.323,83	0,00	0,00	0,00	-4.323,83
Nedgia Rioja, S.A.	-386	0	0	0	-2.897,22	0,00	0,00	0,00	-2.897,22
Nedgia Aragon, S.A.	-1	0	0	3	-7,61	0,00	0,00	0,00	-7,61
Nedgia, S.A.	0	0	0	167	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-50.266	-3.554	-5.964	245	-376.994,03	-15.992,70	-7.455,20	0,00	-400.441,93

Fuente: Elaboración Propia

En los cuadros siguientes se recoge la caracterización del mercado del año de gas 2022 y el cálculo de su retribución por desarrollo de mercado.

Cuadro 55. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2023 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 ≤ 8GWh/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	30-09-23 Liq 14/23	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	31-12-20 Definitiva	30-09-23 Liq 14/23	$\Delta PS_{ps4b}^{mgr,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	A 30-09-23 Liq 14/23	$\Delta GSF_{ps4b}^{50MWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	A 30-09-23 Liq 14/23	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	A 30-09-23 Liq 14/23	$\Delta GSF_{ps4b}^{8GWh,e}$	a 31-dic-20 Definitiva	A 30-09-23 Liq 14/23	Variació
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	99	88	78.297	90.231	11.934	319.422,882	266.264,096	-53.158,786	145.337,590	124.399,990	-20.937,600	1.668.446,858	1.701.360,660	32.913,802	0,000	0,000	0,000
Domus Mil Natural, S.A.	487	919	432	0	1.173	1.173	3.807,760	11.195,690	7.387,930	8.108,521	9.029,190	920,669	0,000	8.364,558	8.364,558	0,000	0,000	0,000
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	91	8	81,938	269,851	187,913	20.614,733	48.905,992	28.291,259	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Madrileña Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	904.804	15.356	5.923.763,889	4.459.128,001	-1.464.635,888	2.710.338,849	2.440.129,590	-270.209,259	1.439.846,558	1.421.193,075	-18.653,483	0,000	0,000	0,000
Redexis, S.A.	15.367	1.033	-14.334	517.521	556.802	39.281	2.521.495,494	2.105.339,605	-416.155,889	2.175.857,072	2.157.466,415	-18.390,657	7.854.140,063	7.280.724,287	-573.415,777	0,000	0,000	0,000
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	0	-1.233	97.688	97.940	252	300.402,803	243.849,878	-56.552,925	172.953,316	186.834,344	13.881,028	1.942.164,583	2.677.129,671	734.965,088	20.858.187,768	13.953.121,747	-6.905.066,021
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	0	-1.091	552.752	566.015	13.263	2.580.967,954	2.081.990,394	-498.977,560	1.913.071,902	1.795.471,789	-117.600,113	10.782.405,716	9.465.549,688	-1.316.856,028	1.787,739	1.679,117	-108,622
Ned España Distribución Gas, S.A.	210	0	-210	406.339	414.879	8.540	1.640.798,247	1.287.477,241	-353.321,006	1.083.961,539	1.030.835,299	-53.126,240	7.063.695,566	5.131.286,531	-1.932.409,035	2.323.341,891	1.667.211,962	-656.129,929
Tolosa Gas, S.A.	0	0	0	5.176	5.261	85	25.358,347	22.025,210	-3.333,137	15.589,720	13.853,514	-1.736,206	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	385.283	-21.436	953.722,291	793.746,589	-159.975,702	763.209,007	866.909,221	103.700,214	5.909.066,685	5.420.024,098	-489.042,587	16.898.924,656	12.823.542,547	-4.075.382,109
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	0	-4.427	268.898	278.139	9.241	1.768.107,798	1.387.058,425	-381.049,373	734.844,827	624.737,222	-110.107,605	5.008.275,846	4.683.347,243	-324.928,603	6.618.986,481	5.359.683,076	-1.259.303,405
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	0	-7.349	454.544	471.372	16.828	3.047.213,666	2.529.468,579	-517.745,087	2.478.090,515	2.080.451,476	-397.639,039	632.642,125	468.337,228	-164.304,897	0,000	0,000	0,000
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	0	-12.910	2.172.208	2.159.516	-12.692	10.447.236,792	8.291.949,441	-2.155.287,351	3.336.625,502	3.534.715,741	198.090,239	33.947.272,778	28.481.942,824	-5.465.329,955	158.919,397	201.516,290	42.596,893
Nedgia Cegas, S.A.	814	0	-814	643.109	608.473	-34.636	1.912.601,153	1.528.953,589	-383.647,564	784.643,050	879.826,172	95.183,122	20.039.311,266	18.040.922,374	-1.998.388,892	7.089.708,204	4.401.855,657	-2.687.852,547
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	0	-11.486	281.060	295.373	14.313	1.196.862,670	998.942,234	-197.920,436	764.456,188	726.289,395	-38.166,793	413.244,175	298.718,266	-114.525,909	0,000	0,000	0,000
Nedgia Madrid, S.A.	837	0	-837	902.261	897.440	-4.821	4.845.589,427	3.971.088,775	-874.500,652	4.349.168,383	3.362.148,089	-987.020,294	2.660.529,846	2.820.320,259	159.790,413	1.549.632,814	856.290,784	-693.342,030
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	154.196	3.288	1.016.184,438	819.595,608	-196.588,830	1.155.982,537	999.811,256	-156.171,281	5.480.123,645	4.890.271,302	-589.852,343	0,000	0,000	0,000
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	0	-1.299	88.739	92.237	3.498	548.875,042	437.587,221	-111.287,821	429.184,207	373.048,071	-56.136,136	709.567,224	532.320,295	-177.246,929	1.353.062,551	2.634.645,171	1.281.582,620
Nedgia Aragon, S.A.	0	0	0	1.742	1.778	36	16.597,788	13.139,036	-3.458,752	14.780,410	14.111,753	-668,657	5.515.976,234	4.654.579,677	-861.396,557	4.135.770,604	3.114.984,354	-1.020.786,250
Nedgia, S.A.	0	0	0	4	0	-4	4.559,203	0,000	-4.559,203	0,000	0,000	0,000	15.096.459,790	12.091.303,268	-3.005.156,522	3.468.088,313	1.864.764,193	-1.603.324,120
Total	57.997	2.051	-55.946	7.917.496	7.981.003	63.507	39.073.649,582	31.249.069,463	-7.824.580,119	23.056.817,868	21.268.974,519	-1.787.843,349	126.163.168,958	110.067.695,303	-16.095.473,655	64.456.410,418	46.879.294,898	-17.577.115,520

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 56. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2023 por Empresa

Municipios de Reciente Gasificación	Resto Municipios Gasificados	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en			Δ Demanda en		Demanda en		Retribución por						Retribución por Desarrollo de Mercado Provisional
		Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro de 50MWh/año < 8GWh/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 < 8GWh/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.	89	10.495	-53.159	-20.938	32.914	0	122,86	6.288,74	529.682,65	-402.412,01	-95.056,70	41.471,39	0,00	61,43	80.035,50
Domus Mil Natural, S.A.	484	1.082	7.388	921	8.365	0	0,00	34.199,44	54.608,54	55.926,63	4.179,84	10.539,34	0,00	0,00	159.453,79
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	7	188	28.291	0	0	0,00	0,00	353,29	1.422,50	128.442,32	0,00	0,00	130.218,11	
Madrileña Red De Gas, S.A.	-476	13.219	-1.464.636	-270.209	-18.653	15.873	362.298,50	-33.634,16	667.162,93	-11.087.293,67	-1.226.750,04	-23.503,39	7.936,36	181.149,25	-11.514.932,72
Redexis, S.A.	-12.313	34.506	-416.156	-18.391	-573.416	1.159.291	225.930,85	-870.036,58	1.741.517,82	-3.150.300,08	-83.493,58	-722.503,88	579.645,60	112.965,43	-2.392.205,27
Redexis Gas Murcia, S.A.	-668	-227	-56.553	13.881	734.965	1.175.492	29.503,68	-47.200,88	-11.456,69	-428.105,64	63.019,87	926.056,01	587.745,97	14.751,84	1.104.810,48
Nortegas Energía Distribución, S.A.	-1.091	11.275	-498.978	-117.600	-1.316.856	32.255	20.095,02	-77.090,06	569.049,25	-3.777.260,13	-533.904,51	-1.659.238,60	16.127,59	10.047,51	-5.452.268,95
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-210	7.390	-353.321	-53.126	-1.932.409	4.016	13.381,72	-14.838,60	372.973,30	-2.674.640,02	-241.193,13	-2.434.835,38	2.008,07	6.690,86	-4.983.834,90
Tolosa Gas, S.A	0	65	-3.333	-1.736	0	0	0,00	0,00	3.280,55	-25.231,85	-7.882,38	0,00	0,00	-29.833,68	
Nedgia Andalucía, S.A.	0	-18.231	-159.976	103.700	-489.043	10.478	182.157,14	0,00	-920.118,57	-1.211.016,06	470.798,97	-616.193,66	5.239,21	91.078,57	-2.180.211,54
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-4.427	8.208	-381.049	-110.108	-324.929	287.495	43.024,70	-312.811,82	414.257,76	-2.884.543,75	-499.888,53	-409.410,04	143.747,41	21.512,35	-3.527.136,62
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-7.349	14.503	-517.745	-397.639	-164.305	0	3.619,77	-519.280,34	731.966,41	-3.919.330,31	-1.805.281,24	-207.024,17	0,00	1.809,88	-5.717.139,77
Nedgia Catalunya, S.A.	-12.910	-10.736	-2.155.287	198.090	-5.465.330	1.019.061	421.533,57	-912.220,60	-541.845,92	-16.315.525,25	899.329,69	-6.886.315,74	509.530,69	210.766,79	-23.036.280,34
Nedgia Cegas, S.A.	-814	-30.025	-383.648	95.183	-1.998.389	1.202.913	24.088,55	-57.517,24	-1.515.361,75	-2.904.212,06	432.131,37	-2.517.970,00	601.456,48	12.044,28	-5.949.428,92
Nedgia Galicia, S.A.	-11.486	13.796	-197.920	-38.167	-114.526	17.578	825,16	-811.600,76	696.284,12	-1.498.257,70	-173.277,24	-144.302,65	8.789,07	412,58	-1.921.952,58
Nedgia Madrid, S.A.	-837	-3.585	-874.501	-987.020	159.790	73.090	888.994,30	-59.142,42	-180.934,95	-6.619.969,94	-4.481.072,13	201.335,92	36.545,22	444.497,15	-10.658.741,15
Nedgia Navarra, S.A.	0	2.763	-196.589	-156.171	-589.852	27.961	9.451,26	0,00	139.448,61	-1.488.177,44	-709.017,62	-743.213,95	13.980,30	4.725,63	-2.782.254,47
Nedgia Rioja, S.A.	-1.299	2.968	-111.288	-56.136	-177.247	0	662,44	-91.787,34	149.794,96	-842.448,80	-254.858,06	-223.331,13	0,00	331,22	-1.262.299,15
Nedgia Aragon, S.A	0	24	-3.459	-669	-861.397	34.082	0,00	0,00	1.211,28	-26.182,75	-3.035,70	-1.085.359,66	17.041,19	0,00	-1.096.325,64
Nedgia, S.A	0	-4	-4.559	0	-3.005.157	23.473	87.015,48	0,00	-201,88	-34.513,17	0,00	-3.786.497,22	11.736,42	43.507,74	-3.765.968,11
Total	-53.307	57.493	-7.824.580	-1.787.843	-16.095.474	5.083.059,14	2.312.705,00	-3.766.672,62	2.901.671,71	-59.232.071,50	-8.116.808,80	-20.280.296,81	2.541.529,58	1.156.352,51	-84.796.295,93

Fuente: Elaboración Propia

Año de gas 2024

Por último, el siguiente cuadro muestra la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2024, desglosada por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 30 de mayo de 2023.

La caracterización del mercado del año de gas 2024 y el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2024 coinciden con los valores recogidos para 2025 conforme a lo establecido en la metodología.

Cuadro 57. 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	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 30 may 2023	Ajuste Retribución Distribución 2024
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	365.961,81	362.006,75		26.510,00	12.550.715,66	12.534.519,13	16.196,53
Domus Mil Natural, S.A.	92.471,56	170.001,10	0,00		6.335,00	268.807,66	277.417,69	-8.610,03
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	127.757,64	0,00		100,00	229.985,09	276.397,69	-46.412,60
Madrileña Red De Gas, S.A.	119.577.608,78	-10.765.516,72	8.580.921,65		119.000,00	117.512.013,71	127.716.797,50	-10.204.783,79
Redexis, S.A.	80.161.651,10	-2.687.252,95	3.358.680,15		359.390,00	81.192.468,30	86.680.543,41	-5.488.075,11
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.604.848,41	1.210.617,89	707.028,70		20.220,00	16.542.715,00	15.910.772,47	631.942,53
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	-6.389.647,58	6.690.847,45		132.915,00	82.355.382,02	91.053.805,76	-8.698.423,74
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	-4.583.190,96	4.166.069,25		87.265,00	57.694.137,42	62.144.287,49	-4.450.150,07
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	-43.281,67	43.874,60		1.300,00	628.074,91	702.323,27	-74.248,36
Nedgia Andalucía, S.A.	52.364.355,12	-1.792.741,31	3.725.110,90		-80.275,00	54.216.449,71	55.459.075,30	-1.242.625,59
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.321.333,23	-3.414.472,59	1.173.534,60		76.655,00	43.157.050,24	46.980.453,90	-3.823.403,66
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.361.340,96	-5.423.818,97	2.242.208,15		105.470,00	69.285.200,14	76.013.460,82	-6.728.260,68
Nedgia Catalunya, S.A.	307.552.461,41	-25.690.006,91	29.144.292,45		43.955,00	311.050.701,95	337.016.228,77	-25.965.526,82
Nedgia Cegas, S.A.	95.457.868,21	-7.469.795,80	8.319.461,15		-145.155,00	96.162.378,56	106.911.261,78	-10.748.883,22
Nedgia Galicia, S.A.	36.842.726,96	-1.628.910,30	1.333.249,05		48.430,00	36.595.495,71	38.215.169,28	-1.619.673,57
Nedgia Madrid, S.A.	119.588.773,05	-9.938.322,37	10.863.263,95		68.090,00	120.581.804,63	131.238.851,83	-10.657.047,20
Nedgia Navarra, S.A.	31.281.171,47	-2.865.014,01	1.088.644,55		38.450,00	29.543.252,01	32.650.858,42	-3.107.606,41
Nedgia Rioja, S.A.	13.979.455,55	-1.466.117,29	506.581,95		21.570,00	13.041.490,21	14.718.359,38	-1.676.869,17
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	-1.088.048,88	435.405,60		1.100,00	4.577.533,56	5.621.768,61	-1.044.235,05
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	-2.566.891,77	922.590,20		100,00	10.899.478,95	10.505.156,41	394.322,54
Total	1.159.428.630,98	-85.938.691,64	83.663.771,10	0,00	931.425,00	1.158.085.135,44	1.252.627.508,91	-94.542.373,47

Fuente: Elaboración Propia

7. 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 2025, desglosada por componentes retributivos	45
Cuadro 2. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2025, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos	45
Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M (<i>COMVU, ni, A</i>) para cada año natural del periodo 2021-2025	47
Cuadro 4. Retribución provisional para el año natural 2025 por COPEX	49
Cuadro 5. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2025 para regasificación	49
Cuadro 6. Retribución provisional por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para los años naturales 2024 y 2025	50
Cuadro 7. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mae</i>) para los años naturales 2024 y 2025	50
Cuadro 8. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (<i>REVUae</i>), para año de gas 2025	51
Cuadro 9. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2025 (<i>RCSae, A</i>)	52
Cuadro 10. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026	53
Cuadro 11. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (<i>RMPae</i>)	53
Cuadro 12. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)	54
Cuadro 13. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (<i>ARPEae</i>) para el año de gas 2025	54
Cuadro 14. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (<i>RSAE ae</i>) para el año de gas 2025	56
Cuadro 15. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2025	56
Cuadro 16. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2025 desglosada por componentes retributivo	57
Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones (<i>RInvae</i>) para el año de gas 2025 desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos	57
Cuadro 18. Retribución provisional para el año natural 2024 por aplicación de los VV.UU. de O&M (<i>COMVU, ni, A</i>)	58
Cuadro 19. Retribución provisional para el año natural 2025 por aplicación de los VV.UU. de O&M (<i>COMVU, ni, A</i>)	58
Cuadro 20. Retribución provisional de O&M para cada año natural del periodo 2021-2025 por instalaciones singulares (<i>COMsing, ni, A</i>)	59
Cuadro 21. Retribución provisional año natural 2025 por COPEX	59
Cuadro 22. Cuantía máxima realizable en COPEX en el año natural 2025 para transporte	60
Cuadro 23. Retribución provisional para los años naturales 2024 y 2025 por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX	61
Cuadro 24. Retribución provisional del año natural 2024 por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mne</i>)	62
Cuadro 25. Retribución provisional del año natural 2025 por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mne</i>)	62
Cuadro 26. Retribución provisional del año de gas 2025 por operación y mantenimiento de las instalaciones (<i>RO&Mne</i>)	63
Cuadro 27. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (<i>REVUae</i>), para año de gas 2025	64

Cuadro 28. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2025 (RCSae, A)	64
Cuadro 29. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026	65
Cuadro 30. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMPae)	66
Cuadro 31. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS)	67
Cuadro 32. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPEae) para año de gas 2025.....	67
Cuadro 33. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2025	68
Cuadro 34. Desglose de la Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2025 entre la imputable a la red troncal y el resto	68
Cuadro 35. Determinación de la Retribución Base (RDE) provisional.....	69
Cuadro 36. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2025 por Empresa.....	72
Cuadro 37. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2025 por Empresa	73
Cuadro 38. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2025 (RTDae).....	74
Cuadro 39. Regularización de la actividad distribución por adaptación de modelo para el año de gas 2021.....	75
Cuadro 40. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2025.....	76
Cuadro 41.- Retribución asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo con retribucion a cuenta	77
Cuadro 42.- Instalaciones sin derecho a retribucion individualizada en el régimen retributivo.....	77
Cuadro 43.- Ajuste de la Retribución del periodo 2020-2024 por titular	78
Cuadro 44.- Ajuste de la Retribución del periodo 2020-2024 asociada a instalaciones incluidas mediante Resoluciones del Ministerio entre el 30 mayo 2023 y 15 mayo 2024.....	78
Cuadro 45. Ajuste Retribución provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Regasificación	80
Cuadro 46. Ajuste Retribución provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) de la actividad de Transporte	80
Cuadro 47. Ajuste de la Retribución provisional de la actividad de Regasificación por conceptos de OCOMnA	81
Cuadro 48. Ajuste de la Retribución provisional de la actividad de Transporte por conceptos de OCOMnA	82
Cuadro 49. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2022.....	83
Cuadro 50. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2022.....	84
Cuadro 51. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2022 por Empresa.....	85
Cuadro 52. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2022 por Empresa	86
Cuadro 53. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2023.....	87
Cuadro 54. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2023.....	87
Cuadro 55. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución por desarrollo de mercado de 2023 por Empresa.....	88
Cuadro 56. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2023 por Empresa	89
Cuadro 57. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2024.....	90

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 2025, 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 2025, 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 transporte³⁰, y entre el 2,53% y el 3,17% para regasificación³¹ 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 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

³⁰ 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 €.

³¹ 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 €.

en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro³².

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 considerarse 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. 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).

³² 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.

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 2025 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 2024, 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.C³³. (nuevos equipos y programas informáticos/digitales), cuando sean gastos directos o indirectos, se

³³ Tecnologías de la Información y la Comunicación.

considerará que deberán estar directamente relacionados con nuevas funciones y/o exigencias regulatorias.

En cualquier caso, la determinación definitiva como COPEX de 2025 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)³⁴.

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.

2. Un coste retribuíble 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

³⁴ 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.

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, afloran 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 (REVV) 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, señálense 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 razonabilidad 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 integrales³⁵; 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.
- 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.

³⁵ 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.

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

Las empresas transportistas han facilitado información en julio de 2020, 2021, 2022 y 2023, 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, 2023 y 2024 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, 2022 y 2023 sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019.

En julio de 2024, las empresas volverán a comunicar nuevos gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir para 2025 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 2025 con posterioridad al momento de publicación de la Resolución de Retribución del año de gas 2025, 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 2025, las cuantías de retribución anual provisional recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC³⁶, 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

³⁶ 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.

lugar al reconocimiento definitivo de la retribución por COPEX para 2025 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantendrán para el año natural 2025 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.

**ANEXO II. 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, 2023 Y 2024**

ANEXO II.- 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, 2023 Y 2024

1. Antecedentes

En julio de 2022 y 2023, en atención de lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 19 de la Circular 9/2019, las empresas aportaron la información auditada³⁷ correspondiente a los años naturales 2021 y 2022 del gasto incurrido en estos costes para el análisis y toma en consideración por parte de esta Comisión.

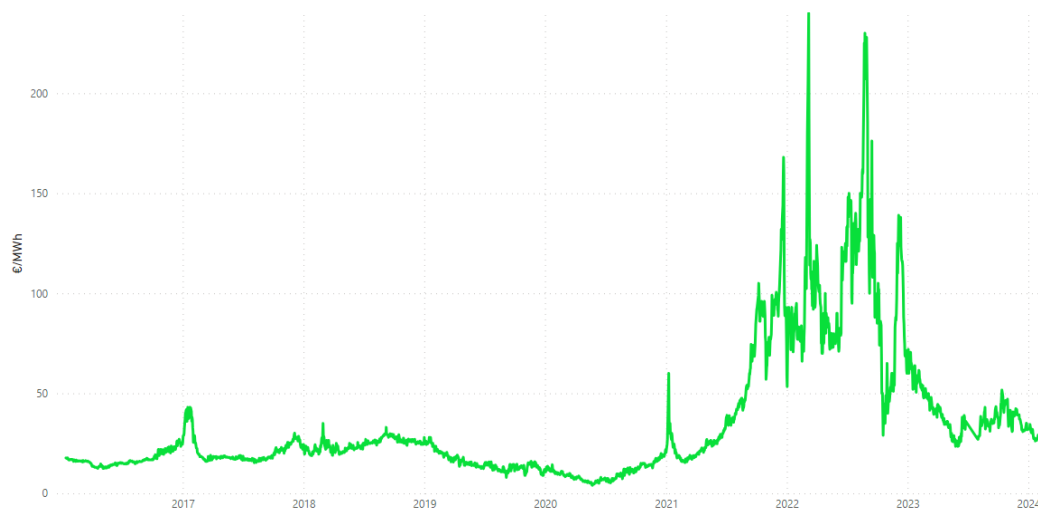
2. Criterios aplicables

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 y odorante 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, que son coincidentes con los valores considerados en la Resolución de 30 de mayo de 2023.
 - 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.
 - Para los años 2023 y 2024, se tomaría el mejor valor disponible. En este caso los valores considerados para 2022.
- Actualizar la retribución provisional de los costes de adquisición de gas de operación de manera similar a los del suministro eléctrico y el odorante salvo para los años 2023 y 2024 donde, a la vista del escenario excepcional de precios de 2022, se tomará el valor resultante de multiplicar las cantidades suministradas por el GTS a cada uno de los transportistas durante el año de gas 2023 por el coste medio de adquisición de dicho gas.

³⁷ De acuerdo con el procedimiento "PT02 – CCOMA: Comunicación de COM Auditados y COPEX (art. 12, art.13, art. 19)" de la Sede Electrónica

Ilustración 1.-Evolución del precio diario medio ponderado de adquisición del Gas de Operación en MIBGAS



En 2023, el GTS adquirió 700,378 GWh de gas de operación a un precio medio ponderado de 38,74 €/MWh que se añadieron a los 615 GWh remanentes en la cuenta del saldo de mermas del sistema gasista³⁸ para satisfacer las necesidades de los transportistas. Por tanto, el coste medio del gas de operación durante 2023 fue de 20,625 €/MWh.

Las cantidades suministradas en 2023 por el GTS a los titulares de la red de transporte fueron:

Tabla 1. Gas de Operación Suministrado por el GTS a los titulares de red

En MWh	Coste Adquisición Odorante
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.094.765,98
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.217,85
Regasificadora Noroeste, S.A.	49,22
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.218,97
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.058,27
Redexis Gas, S.A.	5.028,14
Redexis Gas Murcia, S.A.	507,22
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	286,92
NEDGIA CEGAS, S.A.	10,85
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	117,95
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.429,33
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	225,76
NEDGIA NAVARRA, S.A.	
NEDGIA RIOJA, S.A.	
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	
NEDGIA, S.A.	4.656,98
Total	1.122.573,44

Fuente: Elaboración Propia

³⁸ De acuerdo con la Resolución de la CNMC de 28 de julio de 2022, los 1.059 GWh existentes a fecha 26 de junio de 2022 en la cuenta del saldo de mermas del sistema gasista se transferirán hasta la cuenta del gas de operación del gestor técnico del sistema, a un ritmo de 3 GWh/día, desde el 6 de agosto de 2022 hasta que se complete el traslado de la totalidad y se repartirán entre los transportistas con necesidades de gas de operación, sufragado por el sistema, de forma proporcional a su consumo en los distintos periodos.

- 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.

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 Resolución y en la Resolución de 30 de mayo 2023. 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 30 de mayo 2023 para los años naturales

Tabla 2. 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 3. Importes considerados en año 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.	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

Tabla 4. Importes considerados en año 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.	516.341,00	11.762.587,00		12.278.928,00
Total	3.297.987,05	67.607.951,61	0,00	70.905.938,66

(+) Por error material, los valores utilizados para calcular el importe del año de gas 2024, pag xx memoria, fueron idénticos a los del año natural 2022 y diferentes a estos utilizados para calcular el ajuste del año de gas 2023 (pag xx memoria)

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5. Importes considerados en año 2024

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

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

Tabla 6. 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 7. Importes considerados en los Años 2022, 2023 y 2024

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.	1.710.807,05	37.723.945,05	0,00	39.434.752,10
Bahía Bizkaia Gas S.L.	793.334,76	10.717.884,95	0,00	11.511.219,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	277.477,09	7.383.300,92	0,00	7.660.778,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	572.879,54	11.362.471,62	0,00	11.935.351,16
Total	3.354.498,44	67.187.602,54	0,00	70.542.100,98

Fuente: Elaboración Propia

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

Tabla 8. 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.	0,00	0,00	0,00	0,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0	0	0
Total	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 9. 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.	-20,25	-15.174,42	0,00	-15.194,67
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,18	-0,79	0,00	-0,97
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,07	-0,06	0,00	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-20,36	-15.175,27	0,00	-15.195,63

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 10. 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.	-27,00	-20.232,56	0,00	-20.259,56
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,24	-1,05	0,00	-1,29

Regasificadora Noroeste, S.A.	0,09	-0,08	0,00	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	42.403,91	-300.086,54	0,00	-257.682,63
Total	42.376,75	-320.320,22	0,00	-277.943,47

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11. Ajuste para el Año de Gas 2024

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.	-27,00	-20.232,56	0,00	-20.259,56
Bahía Bizkaia Gas S.L.	-0,24	-1,05	0,00	-1,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,09	-0,08	0,00	0,01
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-27,15	-20.233,69	0,00	-20.260,84

Fuente: Elaboración Propia

4. Actividad de Transporte

4.1. Importes provisionales considerados en la Resolución de 30 de mayo 2023 para los años naturales

Tabla 12. 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 13. Importes considerados para los años 2022, 2023 y 2024

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

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

Tabla 14. Importes considerados para el año natural 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.			124.761,42		124.761,42
NEDGIA CEGAS, S.A.					0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.					0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.					0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.					0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.					0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.					0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.					0,00
NEDGIA, S.A.					0,00
Total	2.467.138,60	1.680.295,45	51.412.308,16	0,00	55.559.742,21

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 15. Importes considerados para el año natural 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.	2.614.340,44	3.603.236,27	108.734.799,19		114.952.375,90
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			830.733,56		830.733,56
Regasificadora Noroeste, S.A.			6.812,83		6.812,83
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.					0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	5.344,00		102.240,75		107.584,75
Redexis Infraestructuras, S.L.	46.399,50		558.715,93		605.115,43
Redexis Gas, S.A.	29.454,50		420.488,32		449.942,82
Redexis Gas Murcia, S.A.			25.829,93		25.829,93
Gas Natural Transporte SDG, S.L.			199.104,97		199.104,97
NEDGIA CEGAS, S.A.					0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.					0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.					0,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.					0,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.					0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.					0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.					0,00
NEDGIA, S.A.					0,00
Total	2.695.538,44	3.603.236,27	110.878.725,48	0,00	117.177.500,19

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 16. Importes considerados para el año natural 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.	2.614.340,44	3.603.236,27	22.579.553,96		28.797.130,67
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	169.493,20		169.493,20
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	1.009,66	0,00	1.009,66
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00			0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	5.344,00	0,00	25.141,17		30.485,17
Redexis Infraestructuras, S.L.	46.399,50	0,00	124.951,84		171.351,34
Redexis Gas, S.A.	29.454,50	0,00	103.705,41		133.159,91
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	10.461,47		10.461,47
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	5.917,62		5.917,62
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	223,76		223,76
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	2.432,64		2.432,64
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	29.479,91		29.479,91
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	4.656,38		4.656,38
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	4.656,98		4.656,98
Total	2.695.538,44	3.603.236,27	23.061.684,01	0,00	29.360.458,72

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 17. Importes considerados para el año natural 2024

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.	2.614.340,44	3.603.236,27	22.580.563,62	0,00	28.798.140,33
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	169.493,20		169.493,20
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00			0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	5.344,00	0,00	25.141,17		30.485,17
Redexis Infraestructuras, S.L.	46.399,50	0,00	124.951,84		171.351,34
Redexis Gas, S.A.	29.454,50	0,00	103.705,41		133.159,91
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	10.461,47		10.461,47
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	5.917,62		5.917,62
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	223,76		223,76
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	2.432,64		2.432,64
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	29.479,91		29.479,91
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	4.656,38		4.656,38
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00			0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	4.656,98		4.656,98
Total	2.695.538,44	3.603.236,27	23.061.684,01	0,00	29.360.458,72

Fuente: Elaboración Propia

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

Tabla 18. 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.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	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
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	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
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-555,00	0,00	82.454,31	0,00	81.899,31
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-590,47	0,00	-590,47
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-41.625,00	0,00	-8.208,44	0,00	-49.833,44
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-88.479,56	0,00	-88.479,56
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-3.913,36	0,00	-3.913,36
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	-18.024,67	0,00	-18.024,67
Total	-42.180,00	0,00	-36.762,20	0,00	-78.942,20

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 19. 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.	-3.577,14	0,00	567.408,28	0,00	563.831,14
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	4.275,30	0,00	4.275,30
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	558,65	0,00	558,65
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.185,75	0,00	-6.142,63	0,00	-4.956,88
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.429,13	0,00	40.519,11	0,00	56.948,24
Redexis Gas, S.A.	21.455,63	0,00	28.570,58	0,00	50.026,21
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	9.276,06	0,00	9.276,06
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-740,00	0,00	162.840,91	0,00	162.100,91
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-938,98	0,00	-938,98
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-55.500,00	0,00	-13.053,30	0,00	-68.553,30
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-140.702,67	0,00	-140.702,67
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-6.223,13	0,00	-6.223,13
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	-28.663,33	0,00	-28.663,33
Total	-20.746,64	0,00	617.724,85	0,00	596.978,21

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 20. 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.	-4.769,52	0,00	-63.859.893,71	0,00	-63.864.663,23
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-490.229,87	0,00	-490.229,87
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	-3.603,34	0,00	-3.603,34
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.581,00	0,00	-66.014,86	0,00	-64.433,86
Redexis Infraestructuras, S.L.	21.905,50	0,00	-271.297,59	0,00	-249.392,09
Redexis Gas, S.A.	28.607,50	0,00	-199.493,07	0,00	-170.885,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	841,74	0,00	841,74
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	-740,00	0,00	35.584,34	0,00	34.844,34
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	-821,72	0,00	-821,72
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	-55.500,00	0,00	-11.931,72	0,00	-67.431,72
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	-126.169,38	0,00	-126.169,38
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-3.065,95	0,00	-3.065,95
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	-26.714,07	0,00	-26.714,07
Total	-8.915,52	0,00	-65.022.809,22	0,00	-65.031.724,74

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 21. Ajuste para el Año de Gas 2024

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.	-4.769,52	0,00	-85.398.706,41	0,00	-85.403.475,93
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	-655.539,96	0,00	-655.539,96
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	-5.052,74	0,00	-5.052,74
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.581,00	0,00	-85.289,76	0,00	-83.708,76
Redexis Gas, S.A.	21.905,50	0,00	-379.738,61	0,00	-357.833,11
Redexis Gas Murcia, S.A.	28.607,50	0,00	-278.688,80	0,00	-250.081,30
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	-3.000,38	0,00	-3.000,38
NEDGIA CEGAS, S.A.	-740,00	0,00	-12.712,50	0,00	-13.452,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	0,00	-765,78	0,00	-765,78
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	-55.500,00	0,00	-11.323,56	0,00	-66.823,56
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	-118.799,40	0,00	-118.799,40
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	-1.901,86	0,00	-1.901,86
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	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	-25.549,83	0,00	-25.549,83

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO III. 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 SCTD³⁹)-, 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.

³⁹ 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, 2022 y 2023.

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 datos⁴⁰.

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 4/2020⁴¹, para la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se consideran las siguientes fechas:

⁴⁰ <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t20/e245/codmun&file=inebase>

⁴¹ *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*

- Las fechas de las autorizaciones de puesta en servicio (actas de puesta en marcha-APM) de las distintas instalaciones de distribución⁴² en el municipio:
 - 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, 2023 y años posteriores

Para los valores de 2021 y 2022, esta Comisión utiliza, según proceda, la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de puntos de suministro para realizar la liquidación definitiva de 2021 y 2022⁴³ 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 octubre⁴⁴, y del Sistema de Información LIQUID de la CNMC, base de datos que tiene su

⁴² 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 o de transporte secundario. Asimismo, tendrán también la 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.

⁴³ Períodos de liquidación respectivamente: de 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 (incluye facturación de octubre y noviembre de 2021) y de 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022 (incluye facturación de octubre y noviembre de 2022).

⁴⁴ 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.

origen en las funciones otorgadas a esta Comisión en la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre⁴⁵.

Para los valores de 2023 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 2023⁴⁶ y la liquidación 3 de 2024, respectivamente, del citado Sistema de Información LIQUID. Los valores serán ratificados o modificados cuando se tenga la información de la liquidación definitiva de 2023 y se vaya a determinar una nueva retribución anual.

3. Municipios de gasificación reciente desde el año 2021

En el año 2023, Redexis introdujo el gas natural en los municipios de Vilamalla (Girona), Moríñigo (Salamanca) y Daroca y Morés (ambos en la provincia de Zaragoza). A continuación, se resume por empresa distribuidora y tipo de peaje contratado, el número de puntos de suministro a 30 de septiembre de cada uno de los años del periodo 2021-25 en los municipios donde ha sido introducido el gas natural a partir del 1 de enero de 2021, según los criterios indicados en el apartado 2.3 de este anexo y la información declarada por las empresas distribuidoras.

Tabla 22. 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 23. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2022 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

Tabla 24. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2023 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.	27	1	2	30

Fuente: Elaboración Propia

⁴⁵ 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.

⁴⁶ Período de liquidación: de 1 de octubre de 2022 al 30 de septiembre de 2023

Tabla 25. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2024 y 2025 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.	27	2	2	31

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 26. 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. Por su parte, para los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 30 de septiembre de 2023, los de 2019 y 2020. Finalmente, para los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 30 de septiembre de 2024, se toman, provisionalmente, los valores a 31 de diciembre de 2023 (Liq 03/2024) de aquellos municipios que tuvieron su primera puesta en servicio en 2020.

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 27. 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				
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL
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
Madrileña 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 28. 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				
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL
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 29. Puntos Suministro a 30 de septiembre para 2022 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente

	PdS a 30 septiembre para 2022			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	78	1	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	108	1	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.	6.764	36	6	6.806
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.640	4		1.644
TOTAL Grupo REDEXIS	8.404	40	6	8.450
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	0	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	885	8	1	894
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	71	2	0	73
TOTAL	24.574	164	9	24.747

Fuente: Elaboración Propia

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

	PdS a 30 septiembre para 2023			TOTAL
	Peajes de P<4bar y Cons<50MW	Peajes de P<4bar y Cons>50MW	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.				
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.				
NEDGIA Castilla y León, S.A.				
NEDGIA Catalunya, S.A.				
NEDGIA Cegas, S.A.				
NEDGIA Galicia, S.A.				
NEDGIA Madrid, S.A.				
NEDGIA Navarra, S.A.				
NEDGIA La Rioja, S.A.				
TOTAL Grupo NEDGIA				
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.				
NED España Distribución Gas, S.A.				
TOTAL Grupo NORTEGAS				
Redexis, S.A.	3.012	14	5	3.031
Redexis Gas Murcia, S.A.	562	3		565
TOTAL Grupo REDEXIS	3.574	17	5	3.596
Madrileña Red de Gas, S.A.U.				
Domus Mil Natural, S.A.	65	3		68
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	99	1		100
TOTAL	3.738	21	5	3.764

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 31. Puntos Suministro a 30 de septiembre para 2024 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente

	PdS a 30 septiembre para 2024			TOTAL
	Peajes de P<4bar y Cons<50MW	Peajes de P<4bar y Cons>50MW	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.				
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.				
NEDGIA Castilla y León, S.A.				
NEDGIA Catalunya, S.A.				
NEDGIA Cegas, S.A.				
NEDGIA Galicia, S.A.				
NEDGIA Madrid, S.A.				
NEDGIA Navarra, S.A.				
NEDGIA La Rioja, S.A.				
TOTAL Grupo NEDGIA				
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.				
NED España Distribución Gas, S.A.				
TOTAL Grupo NORTEGAS				
Redexis, S.A.	980	8	1	989
Redexis Gas Murcia, S.A.				
TOTAL Grupo REDEXIS	980	8	1	989
Madrileña Red de Gas, S.A.U.				
Domus Mil Natural, S.A.				
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	97	2	0	99
TOTAL	1.077	10	1	1.088

Fuente: Elaboración Propia