

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO DE GAS 2023 (DE 1 DE OCTUBRE DE 2022 A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2023) DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO, DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

RAP/DE/011/22

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. Audiencia pública .....</b>	<b>6</b>
2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones .....	6
2.1.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas .....	12
<b>3. CONSIDERACIONES GENERALES.....</b>	<b>39</b>
<b>4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2023. ....</b>	<b>40</b>
<b>4.1. Retribución de la Actividad de Regasificación .....</b>	<b>41</b>
4.1.1. Retribución por inversión de instalaciones ( <i>RInvae</i> ).....	41
4.1.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ( <i>RO&amp;Mae</i> )...	42
4.1.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ( <i>ARPEae</i> ) .....	48
4.1.4. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ( <i>RSAE ae</i> ).	52
4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2023 .....	54
<b>4.2. Retribución de la Actividad de Transporte.....</b>	<b>54</b>
4.2.1. Retribución por inversión de instalaciones ( <i>RInvae</i> ).....	54
4.2.2. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ( <i>RO&amp;Mae</i> )...	56
4.2.3. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ( <i>ARPEae</i> ) .....	62
4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2023 .....	67
<b>5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2023. ....</b>	<b>67</b>
<b>5.1. Retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE) .....</b>	<b>68</b>
<b>5.2. Retribución por desarrollo de mercado.....</b>	<b>69</b>

PÚBLICA

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 2023.....	75
<b>6. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN. ....</b>	<b>76</b>
6.1. Ajuste de la retribución 2020 de distribución .....	78
<b>7. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2021 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION. ....</b>	<b>83</b>
7.1. Ajuste de la retribución 2021 de distribución .....	87
7.1.1. Nueva retribución para el año gas 2021 por desarrollo de mercado .....	88
7.1.2. Cantidades de gas natural facturadas o refacturadas correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021 .....	92
<b>8. AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2022 DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCION. ....</b>	<b>92</b>
8.1. Ajuste de la retribución 2022 de distribución .....	95
<b>9. 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 2022 .....</b>	<b>97</b>
<b>ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX.....</b>	<b>102</b>
1. Antecedentes .....	103
2. Normativa de aplicación.....	103
3. Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.....	108
4. Criterios de racionalidad de costes en los COPEX.....	111
5. Gastos de explotación activados (COPEX) propuestos por las empresas transportistas.....	113
<b>ANEXO II. RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2021 .....</b>	<b>115</b>
1. Antecedentes .....	116

2. Retribución de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo .....	116
3. Retribución percibida a cuenta por instalaciones que no han sido consideradas con derecho a retribución individualizada. ....	120
4. Ajuste de las Retribuciones del año natural 2020 y los años de gas 2021 y 2022. ....	121

**ANEXO III. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DE LA CIRCULAR 4/2020 DE LA CNMC..... 122**

1. Antecedentes .....	123
2. Normativa de aplicación .....	123
3. Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente a efectos de la Circular 4/2020 .....	124
3.1. Municipios considerados .....	125
3.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio... ..	125
3.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2021 .....	126
3.4. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2022 y 2023 .....	126
4. Municipios de gasificación reciente del año 2021 .....	127
4.1. Puntos de suministro en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente .....	127
5. Municipios de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020.....	128
5.1. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente provenientes del periodo 2014-2020 .....	129

**ANEXO IV. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DEL ANEXO X DE LA LEY 18/2014 .....**

1. Antecedentes .....	132
2. Normativa de aplicación .....	134
3. Puntos de suministro (PS) a 31 de diciembre en los municipios de gasificación reciente en el periodo 2014-2020 .....	135

## 1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar y explicar el cálculo de la retribución del año de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) 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 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

**PÚBLICA**

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

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

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

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

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

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

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

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 habrá 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.

**PÚBLICA**

## 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 8 de abril del 2022 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) y a las empresas concernidas para alegaciones hasta el 30 de abril de 2022.

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

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

### 2.1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones

La DGPEyM señala que la Propuesta de Resolución **“se limita a publicar los resultados de la aplicación de las fórmulas de cálculo de las retribuciones reguladas”** incluidas en las Circulares 9/2019 y 4/2020. Dentro del informe, se realiza un análisis de impacto de la retribución del año de gas 2023 respecto al año de gas 2022.

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.

#### 2.1.1.1. Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación

Las alegaciones efectuadas por el representante de los transportistas en el CCH pueden concretarse en seis:

1. *“La CNMC ha de respetar los impactos económicos previstos en el marco general de la metodología retributiva para el segundo periodo regulatorio, de manera que no se superen las previsiones”* porque consideran que *“la predictibilidad y la coherencia han de ser uno de los pilares básicos de las*

PÚBLICA

*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”.*

2. Se insta a la Comisión a *“aprobar con la mayor celeridad posible las disposiciones que permitan determinar el carácter definitivo de las retribuciones de la actividad de Transporte de gas natural”* y creen que *“sería aconsejable avanzar en la racionalización y simplificación de las cargas administrativas”*
3. En relación con los valores de retribución provisionales reconocidos para COPEX consideran que *“por tratarse de la primera vez que se aplicaría este nuevo régimen retributivo”*, y dado el volumen de información presentado, *“la CNMC podría no haber interpretado correctamente algunas de las actuaciones propuestas”* en el pasado y se ponen *“a disposición de la Comisión para explicar las mismas con mayor detalle o para presentar las justificaciones que se estimen oportunas”* de manera que se dé predictibilidad a las actuaciones propuestas por las empresas, visto que (i) la propuesta mantiene para 2023 las cuantías máximas de inversión en COPEX realizable y de retribución provisional consideradas en años anteriores; (ii) la comunicación *“en relación al método de retribución aplicable a los proyectos de inversión y a los gastos de explotación activados [previstos realizar] para el año 2021 presentados”* por las empresas; y (iii) el posterior análisis de admisibilidad de los costes de las actuaciones realmente realizadas.
4. *“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”* y proponen que *“se tengan en cuenta estas circunstancias “para la adopción de medidas excepcionales que puedan contribuir a paliar el incremento de los precios por la situación excepcional derivada de la pandemia por la COVID-19 y la guerra en Ucrania, de la misma manera que este tipo de medidas transitorias se han venido implementando para diversos sectores económicos, tanto públicos como privados”*.
5. 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

**PÚBLICA**

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.

6. 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.

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

Respecto a la retribución por COPEX, un interesado considera que no existe garantía de obtención de los importes de retribución provisionales reconocidos y considera que las actuaciones previstas cumplen los requisitos, y que, sin embargo, tiempo después de su ejecución, presenta la incertidumbre de recuperación de los costes. En este sentido, otro interesado considera 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 cuando ya han sido ejecutadas (tal y como se podría entenderse, al indicar la Memoria la provisionalidad de los importes por COPEX, a cuenta de su acreditación) se perdería dicha predictibilidad. A lo anterior, otro interesado añade que se *“debe revisar la Propuesta de Resolución y su Memoria en el sentido de garantizar la plena certeza de los operadores en relación con la aceptación y la revisión (actualización) de la retribución provisional por COPEX”*, señalando que han de explicitarse los elementos formales y materiales esenciales que han de regir las revisiones

*“Desde la perspectiva formal, habría de determinarse: i) el momento en que cada agente es conocedor de los proyectos que serán admitidos como COPEX, y ii) el modo de practicar las revisiones, previéndose la facultad de los agentes para solicitarlas y el plazo en el que han de acordarse por esa Comisión.”*

*“Desde la perspectiva material, habrían de explicitarse de manera detallada las razones que han conllevado la decisión de excluir provisionalmente*

**PÚBLICA**



*de la retribución por COPEX a cada uno de los proyectos comunicados por los distintos agentes.”*

Uno de los interesados solicita que la CNMC justifique, de manera concreta y detallada, los casos que no considera COPEX y permita al transportista enviar documentación adicional.

En relación con el incremento excepcional de los costes operativos varios interesados señalan que la escalada de precios de la electricidad que se está produciendo desde finales del año pasado hace que la retribución estimada para el año de gas 2022 y la propuesta para 2023 se haya visto totalmente superada al ser los costes incurridos mucho mayores que los previstos en la retribución para el año de gas 2022, pudiendo, en algunos casos, tensionar de forma importante su tesorería. Por ello, y en analogía con la decisión adoptada por la CNMC en relación con el gas de operación de transporte, solicitan un ajuste de la retribución de 2022 y 2023 actualizando el coste de adquisición del suministro eléctrico tomando como referencia el precio medio ponderado de las cotizaciones del pool eléctrico y los precios de productos a futuro.

Un interesado señala que las diferencias en el cálculo del concepto retributivo de amortización para los gasoductos puestos en marcha antes del año 2008, que se estuvieron amortizando a 30 años hasta la entrada en vigor del primer periodo regulatorio el 5 de julio de 2014 cuando pasaron a amortizarse a 40 años, se produce por una incorrecta interpretación de la Comisión que *“se agrava como consecuencia de la revisión del valor neto contable de estos gasoductos que realizó la CNMC a través de la disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019 y por la que se revisó, con efectos retroactivos, la retribución por amortización y por retribución financiera que había sido reconocida con carácter definitivo durante el primer periodo regulatorio”*.

Asimismo, 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 en 2021 ni en 2022”* a pesar de que al dejar de percibir retribución por amortización y costes financieros estarían en extensión de vida útil, encontrándose en una indefinición retributiva. El interesado entiende que el problema *“viene derivado de una aplicación parcial de la precitada disposición adicional cuarta de la Circular 9/2019. Así, para el cálculo del valor neto y de la amortización se opta, y la memoria así lo justifica, por la aplicación de la metodología particular de esta disposición en vez del criterio general del artículo 10. En cambio, para el cálculo de la fecha de fin de vida útil y, en consecuencia, de la retribución por extensión de vida útil (REVU) se opta por mantener el criterio*

**PÚBLICA**

*general, establecido en el mismo artículo 10.”* Por lo que propone corregir esta circunstancia.

Además, las empresas transportistas han hecho alegaciones sobre otros temas:

En relación con la retribución por otros coste de O&M (OCOM<sub>n</sub><sup>A</sup>), un interesado señala que, en su opinión, procede acordar la inclusión de los costes dimanados de la obligación de pago del impuesto autonómico de la Comunidad Valenciana denominado “Impuesto sobre actividades que inciden en el medio ambiente” , el coste de la tasa de actividad portuaria, cuando depende de las toneladas gestionadas en la planta, y la cuantía fija por incumplimiento del tráfico anual mínimo comprometida con la autoridad portuaria, en dicho concepto de retribución. En la misma línea, otro interesado solicita que *“se incluya una retribución provisional para compensar el coste de las emisiones de CO2, al igual que se establece para otros conceptos de costes no incluidos en los costes unitarios de operación y mantenimiento”*.

En relación con el cálculo de la retribución por mejora de la productividad, un interesado indica que al tomar como referencia los años 2018 y 2019 se le penaliza enormemente y arroja un resultado que no es coherente con su realidad operativa y económica, porque en el año 2018 fue un año de producción muy baja y la retribución variable que se hubiera percibido, en condiciones normales, hubiese sido mucho mayor con el consumo eléctrico de dicho año y, por tanto, la retribución por O&M equiparable a los nuevos valores unitarios sería, también, mucho más alta. Por tanto, para conseguir una retribución objetiva, razonable y equiparable a la obtenida con los nuevos valores unitarios solicita que, para ellos, se utilice como referencia solo el año 2019 para el cálculo de la retribución de O&M equiparable a los nuevos valores unitarios.

Otro interesado, en relación con el incentivo por desarrollo sostenible, solicita que se especifiquen los criterios e información a utilizar en el cálculo de este incentivo, para que las empresas puedan predecir su impacto y reproducir los cálculos de la Comisión, pues *“se desconoce si algunas actuaciones, que se entiende tendrían derecho a percibir este incentivo, se están teniendo en cuenta en su cálculo, como pueden ser: cargas de GNL en camiones cisternas para su posterior uso como combustible marítimo y terrestre, cargas de GNL en buques para su uso como combustible marítimo en otros países, etc.”* y *“si con la información que se remite actualmente al sistema de liquidaciones es suficiente o se va a necesitar de algún desglose adicional”*.

Un interesado solicita que los ajustes de la retribución 2020 y 2021, deberían liquidarse en el año de gas 2022 en vez del año de gas 2021.

**PÚBLICA**

Los interesados también han señalado una serie de posibles errores materiales en la aplicación de la Circular 9/2019. Junto a estas posibles erratas, un interesado se cuestiona que se indique que es provisional la retribución financiera transitoria para la Planta de GNL de El Musel y que su retribución provisional por O&M sea el 100% en vez del 80% de la última retribución definitiva reconocida ya que la Orden ITC/3994/2006 ha quedado sin efecto.

Por último, existen alegaciones fuera del objeto de esta resolución, o tangenciales a este, proponiendo modificaciones a futuro de la metodología retributiva como, por ejemplo:

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

Un interesado solicita el establecimiento tanto de un mecanismo alternativo para las compras de gas de operación que permitan obtener unos precios más ventajosos y predecibles, como de un mecanismo más ágil de información mensual de los costes en las liquidaciones, como el que existía hasta 2020 las compras de gas de operación.

El mismo interesado requiere información sobre el detalle y conceptos de costes de cada empresa incluidos en los VVUU publicados en la Circular 8/2020 y sobre las actuaciones que la CNMC consideró COPEX al calcular dichos VVUU, la clarificación de lo que se entiende por “coste recurrente” dada la existencia de costes plurianuales que no están incluidos en VVUU y que su no consideración sería una doble penalización, no solo por el COPEX, sino por la RMP.

### **2.1.1.2. Sobre la retribución de distribución**

El representante de los distribuidores en el CCH efectúa dos alegaciones:

- 1) En relación con el cálculo del ajuste de retribución para el año de gas 2021 (de 1 enero a 30 de septiembre) señala que el cálculo sería más correcto si se utiliza el campo “periodo peaje” ya que *“en el año 2020 se produjo un cambio de peaje el 1 de octubre”, y dicho campo “permite discriminar en las facturaciones de octubre y noviembre qué consumos son de los meses de enero a septiembre del 2020, y así calcular las liquidaciones 10 y 11”*

**PÚBLICA**

- 2) *“Se corrija la retribución incluida en propuesta de resolución correspondiente a la retribución de distribución de los años 2021-2023 teniendo en cuenta que la pérdida de la condición de gasificación reciente de un determinado municipio no debe afectar (por no estar previsto en la Circular 4/2020, y porque así se desprende también de la STS 1365/2021) a la retribución de los puntos de suministro incorporados mientras el municipio tenía dicha condición”.*

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

Un interesado considera 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, y solicita que se considere así en las fórmulas de la Circular 4/2020.

Por último, un interesado solicita que, a los meros efectos instrumentales, la CNMC calcule el ajuste de la retribución 2020 reproduciendo los cálculos que tendría que hacer el Ministerio para determinar los ajustes de la retribución de 2019 pues dispone de toda la información necesaria para reproducirlos y de esta forma se obtendría un valor para 2020 lo más ajustada posible a la realidad.

### **2.1.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas**

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, se señala lo siguiente. 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 para asignar retribución de los costes de O&M de años naturales a años de gas ( $3/12 * \text{Importe año natural "n-1"} + 9/12 * \text{Importe año natural "n"}$ )

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

**PÚBLICA**

### 2.1.2.1. Sobre las alegaciones de carácter general

No cabe atender a la alegación de que *“la CNMC ha de respetar los impactos económicos previstos en el marco general de la metodología retributiva para el segundo periodo regulatorio, de manera que no se superen las previsiones”*. De ser así, la resolución que se adoptase podría ser contraria a los principios del artículo 92 de la Ley 34/1998 y de los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, así como del artículo 3 de la Circular 9/2019. Según esa alegación, la CNMC debería anteponer las previsiones realizadas *ex ante* al periodo regulatorio, a los valores resultantes de aplicar la metodología en su momento y tras atender, entre otros principios recogidos en la normativa, a aquel que exige considerar *“los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista y con criterios homogéneos en todo el territorio español”*.

Según lo indicado, no es posible considerar que una previsión de un coste futuro pueda mantenerse como valor de retribución definitivo, sin que la regulación examine *ex post* el coste realmente incurrido.

La Circular 9/2019, que en los últimos tres años no ha sido ni corregida, ni modificada ni complementada con desarrollos adicionales, a salvo de 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 determinan 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; otros son 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; y por último un concepto, el RCS, heredado de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014, que principalmente reforzaba<sup>1</sup> 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 el proceso de elaboración de ambas Circulares se realizaron ejercicios de presupuestación o previsión del impacto de estas teniendo en consideración la

---

<sup>1</sup> 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>).

mejor información disponible en cada momento. En dichos ejercicios, y a expensas de determinar aspectos como el censo de instalaciones definitivo, ha habido conceptos bastante estables como la retribución de la inversión (amortización y retribución financiera) o el REVU; otros que se perfeccionaron como la retribución de O&M al establecerse los valores unitarios definitivos o el RCS atendiendo a los valores de demanda reales de 2019; y otros, como los COPEX, en los que se tuvo en cuenta la información de las empresas más actualizada en cada momento (inicialmente costes implícitos en VVUU o información histórica disponible; posteriormente previsiones de empresas enviada en agosto 2019; y finalmente información comunicada en julio 2020).

En cualquier caso, un ejercicio de presupuestación o previsión es eso, y es difícil que coincida exactamente con la realidad, siendo útil para prever una evolución bajo unas condiciones de contorno y para determinar las causas que provocaron el desvío de esta frente a la realidad. Pretender que el valor previsto, *ex ante*, sea el valor real a retribuir, sería un cambio radical del modelo retributivo donde se establecería *ex ante* una retribución para todo el periodo y donde, en contraposición al modelo establecido en la Circular 9/2019, no tendría cabida la toma en consideración de los valores reales durante dicho periodo.

En definitiva, los transportistas pretenden anteponer las previsiones a los valores resultantes de aplicar la normativa con independencia de que puedan ser inferiores o superiores, indicando que han de mantenerse los valores previstos porque es lo que aporta la predictibilidad y la coherencia a las actuaciones del Regulador, facilitando *“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”*, cuando dicha interpretación sería un cambio del propio modelo retributivo.

También se ha puesto de manifiesto por los transportistas 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, aportan mejoras en este sentido: se establece una retribución por mejora de productividad (RMP) para incentivar claramente a

**PÚBLICA**

aquellos que fueron más eficientes en costes que la media del sector<sup>2</sup>, 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.

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.

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 la información a analizar (algunas se enviarán en julio de este año y otras en julio del año siguiente); otras dependen de que se determine la inclusión definitiva en el régimen retributivo de instalaciones puestas en servicio antes de 2020 y, finalmente, en otros supuestos

---

<sup>2</sup> 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

está pendiente la resolución judicial de los recursos interpuestos, de modo que ha de esperarse a la resolución de las controversias.

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

#### **2.1.2.2. Sobre la retribución de transporte y plantas de regasificación**

Según lo indicado, las alegaciones de los transportistas versan sobre los siguientes aspectos: (i) los gastos de explotación activados o COPEX; (ii) el incremento excepcional de los costes operativos; (iii) el cálculo de la amortización; (iv) la retribución por extensión de vida útil (REJU); (v) otros costes de O&M auditados (OCOM) diferentes a los COPEX; (vi) Retribución por mejora de productividad; (vii) Incentivo desarrollo sostenible; y (viii) posibles erratas. Se contesta a todo ello separadamente a continuación.

- **(i) Los gastos de explotación activados - COPEX**

Como se señaló anteriormente, los transportistas alegan que las previsiones por gastos de explotación activados, COPEX, proporcionadas durante la elaboración de la Circular 8/2020 se han visto rectificadas a la baja en la propuesta. Tal alegación se ha contestado en las consideraciones generales sobre las alegaciones de los transportistas en el sentido de que la aplicación de la metodología exige la consideración de importes reales, sin que puedan prevalecer sobre ellos meras estimaciones, pues en otro caso 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.

Por otro lado, algunos transportistas alegan que no existe garantía de obtención de los importes de retribución provisionales reconocidos, aunque consideran que

**PÚBLICA**



las actuaciones previstas cumplen los requisitos para ser considerados COPEX. Alegan incertidumbre en la recuperación de los costes y reclaman el reconocimiento retributivo previo al inicio de ejecución de estas inversiones, dándoles así predictibilidad.

Tales alegaciones no pueden acogerse, en parte por los motivos que se han venido señalando.

Así, según se indicó anteriormente, los titulares, entre otros, de autorizaciones administrativas para la regasificación y el transporte de gas natural y gestores de red independientes tienen la obligación, según el artículo 68.a) de la Ley 34/1998, de prestar el servicio de forma regular y continua, a un determinado nivel de calidad, *“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.”*

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 integrales<sup>3</sup>; 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.

---

<sup>3</sup> 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.

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 CAPEX o COPEX, bien su tratamiento como costes de O&M cuya retribución es satisfecha a través de VVUU, costes O&M auditado, etc.

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

Para los proyectos en curso o pendientes de iniciar, la información facilitada permite aportar predictibilidad al proceso de decisión de los transportistas porque, en aplicación del artículo 22.3 de la Circular 9/2019, la CNMC *“informará a los transportistas de la supervisión realizada sobre los Planes de Inversión propuestos verificando que se corresponden con los costes necesarios para realizar la actividad como*

**PÚBLICA**

*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&M<sup>4</sup>. Por otro lado, de acuerdo con la Circular

---

<sup>4</sup> 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*

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

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

En consecuencia, tampoco cabe revisar la propuesta de resolución y su memoria actualizando la retribución provisional por COPEX. El cambio de metodología retributiva y de marco temporal de referencia (de año natural a año de gas) ha

---

*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.*

#### PÚBLICA

provocado la aparición de un periodo transitorio que requiere de esfuerzos adicionales por parte de esta Comisión y de las empresas del sector tanto para desarrollar las herramientas y procesos necesarios para dotar de la reclamada predictibilidad y coherencia en las actuaciones relacionadas con la metodología retributiva, como sincronizar los procesos. Solo tendrá sentido actualizar el importe de retribución provisional, cuando tal y como señala la Circular, exista información sobre los costes auditados admitidos de COPEX.

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

- a) 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.
- b) Los criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX) a tenor de lo dispuesto en las Circulares 9/2019 y 8/2020.
- c) Los criterios de racionalidad de costes aplicables a los COPEX, siempre con base en criterios que establece la Circular 9/2019.
- d) Las cuantías máximas de inversión en COPEX para el año natural 2023 y la retribución provisional en 2023 por los gastos de explotación activados.

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

**PÚBLICA**

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.

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

En relación con el incremento excepcional de los costes operativos y la posibilidad de la adopción de medidas que puedan contribuir a paliar el incremento de los precios por la situación derivada de la pandemia por la COVID-19 y la guerra en Ucrania, se ha de señalar lo siguiente:

- 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 (p.e. las 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 (p.e. gas de operación, suministro eléctrico), coincidentes con los han sufrido mayor variación de costes, una vez acreditan su valor auditado y esta Comisión realice un análisis de admisibilidad de los mismo. 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”*.

**PÚBLICA**

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 debido a lo dispuesto en ella.

Varios interesados solicitan que, en analogía con la decisión adoptada por la CNMC en relación con el gas de operación de transporte, se actualice el coste de suministro eléctrico para los años de gas 2022 y 2023 tomando como referencia el precio medio ponderado de las cotizaciones del pool eléctrico y los precios de mercado de futuros.

Sobre este particular, señalar que atendiendo al literal del artículo 12.3 de la Circular 9/2019, la retribución provisional a cuenta por gas de operación y/o suministro eléctrico a plantas de regasificación y estaciones de compresión con motores eléctricos de un año “a” se ha de determinar con el último valor auditado admitido presentado hasta disponer de los costes auditados y admitidos de dicho año “a”, momento en el que se determinará la diferencia entre ambas cantidades. De esta forma se incentiva una mejora de su eficiencia en costes.

Hasta julio de 2022 no serán informados los valores auditados de 2021. Por ello, se consideró que la mejor opción para determinar la retribución a cuenta era utilizar la información existente en la información regulatoria de costes en el caso del suministro eléctrico, y la disponible en el Sistema de Liquidaciones y precio del mercado de futuros en el caso del gas de operación. Dichos valores no debían ser recalculados hasta tener información auditada admitida por dichos conceptos, tal y como establecía la norma.

De manera excepcional, dada la coyuntura de precios, se optó por reevaluar el importe de la retribución a cuenta del gas de operación porque a través del Sistema de Liquidaciones y MIBGAS se tiene información contrastable sobre los volúmenes y precios de las adquisiciones de gas de operación realizadas.

En cambio, en el caso del suministro eléctrico se carece de una información con un alcance y correlación con la realidad equivalente a la de gas de operación. En consecuencia, se opta por no aplicar una medida excepcional.

- ***(iii) 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

**PÚBLICA**

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, 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 2014<sup>5</sup>. Ello había incrementado

---

<sup>5</sup> 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.



innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, dando lugar a una doble retribución, por diversos motivos<sup>6</sup>. 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 gasista<sup>7</sup>. 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 de 2014, detrayendo los importes ya percibidos en concepto de amortización desde el 4 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020<sup>8</sup>.

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

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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.*”

<sup>8</sup> 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 restar del Valor Neto de Inversión real a 4 de julio de 2014 los importes que se hayan percibido en concepto de amortización desde entonces hasta el 31 de diciembre de 2020.*”

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 deducen los importes de amortización ya percibidos.

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

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

**PÚBLICA**

- *“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 determinado<sup>9</sup>. 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 instalación<sup>10</sup>. 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 sobre retribución de los activos.

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

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

---

<sup>9</sup> Los importes por retribución financiera se determinan de acuerdo con los diferentes modelos retributivos que se han venido utilizado en el periodo 2002-2020, según la actividad regulada, la fecha puesta en marcha del activo y el año de aplicación. Han existido tres modelos, básicamente: un modelo de importes crecientes basado en el valor bruto de la inversión actualizado por índices de precios; un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión actualizado por índices constantes; y finalmente un modelo de importes decrecientes basado en el valor neto de la inversión.

<sup>10</sup> 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.

- 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 sobre-retribución, 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 sobre-retribución 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

**PÚBLICA**

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.

- **(iv) 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, 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

**PÚBLICA**

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 útil<sup>11</sup>.

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:

- a) 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.
- b) 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.
- c) 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.

---

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

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 (REUV).

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

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

- **(v) 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.

- **(vi) Retribución por Mejoras de Productividad (RMP)**

En relación con el periodo tomado como referencia para el cálculo y su posible afección a un interesado, se ha de señalar que tanto el método de cálculo como el periodo de referencia a utilizar han de ser homogéneos para todas las empresas del sector.

- **(vii) Incentivo de desarrollo sostenible**

Un interesado solicita que se especifiquen los criterios e información a utilizar en el cálculo de este incentivo, porque *“desconoce si algunas actuaciones, que se entiende tendrían derecho a percibir este incentivo, se están teniendo en cuenta en su cálculo, como pueden ser: cargas de GNL en camiones cisterna para su posterior uso como combustible marítimo y terrestre, cargas de GNL en buques para su uso como combustible marítimo en otros países, etc.”*-

El artículo 18 de la citada Circular señala que se retribuirá con incentivo:

- *“la cantidad de gas natural facturada en el año de gas «a» por la empresa «e» en puntos de suministro conectados a la red de transporte correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular”.*
- *“la cantidad de gas natural licuado facturada en el año de gas «a» por la empresa «e» desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo”.*

Por tanto, las cargas de GNL en camiones cisterna para su posterior uso como combustible marítimo y terrestre no entrarían en el alcance de las definiciones pues, existiría un elemento intermedio (el camión cisterna) entre la planta y el buque no contemplado en la definición anterior, o bien, no se daría la condición de que el suministro a la EESS esté conectada a la red de transporte.

En cuanto a las cargas de GNL en buques para su uso como combustible marítimo en otros países, señalar que el incentivo debe entenderse que se establece para consumo o venta como combustible marítimo en territorio nacional ya que se estableció atendiendo a las orientaciones de política energética de Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, para contribuir a la lucha



contra el cambio climático introduciendo medidas para la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes en España.

En relación con la cuestión de *“si con la información que se remite actualmente al sistema de liquidaciones es suficiente o se va a necesitar de algún desglose adicional”* señalar que actualmente no están remitiendo el desglose de la cantidad de energía suministrada para bunkering desde las instalaciones de atraque (bien para repostaje directo de buques, bien para la carga de gabarras que realizan operaciones de bunkering en la costa) ni de la energía suministrada a través de gasoductos a EESS para su venta como gas vehicular.

Los cambios en la metodología retributiva y en los sistemas de información para realizar las liquidaciones ha provocado la aparición de un periodo transitorio que requiere de esfuerzos adicionales para adaptar los flujos de información. Por ello, para determinar los volúmenes de bunkering se ha contrastado la información en el Sistema de Liquidaciones sobre carga de buques con la información recogida en el SL-ATR y la tipología de buques. Esta Comisión velará por la calidad de la información facilitada adoptando las actuaciones que sean oportunas.

En cuanto a la solicitud de que los ajustes de la retribución 2020 y 2021 se liquiden en el año de gas 2022 en vez del año de gas 2021, la praxis más adecuada es liquidar la retribución de un año de gas en la liquidación de dicho año, o en su defecto, en la liquidación abierta del año más próximo al año en que se devengó la retribución.

- **(viii) Posibles erratas**

Finalmente, se han revisado las posibles erratas comunicadas haciendo las correcciones pertinentes siempre y cuando no sean contrarias a las Circulares 9/2019 y 8/2020 y a los criterios adoptados por esta Comisión.

Además, en relación con la alegación sobre el carácter provisional de la retribución transitoria de la Planta de Regasificación de El Musel, debe reiterarse lo señalado con motivo de resoluciones anteriores. El apartado cuarto del resuelve de la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEyM cataloga en su párrafo tercero la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida<sup>12</sup>, y, por tanto, de carácter provisional. Esto no podía ser de otra forma porque la misma se determinó solo con el valor de inversión resultante de aplicar los valores

---

<sup>12</sup> *“Una vez finalizado el periodo de suspensión al que hace referencia la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo y que permitirá la puesta en funcionamiento de esta planta de regasificación, y hasta el reconocimiento definitivo de la instalación en el régimen retributivo del sistema gasista, la retribución transitoria como ingreso a cuenta recibida durante dicho periodo minorará el coste acreditado que finalmente se tenga en cuenta la retribución definitiva”*

unitarios de inversión y sin considerar el valor de inversión auditado admitido de la instalación, necesario para determinar el valor de inversión reconocido de una instalación para ser incluida en el régimen retributivo.

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

### **2.1.2.3. Sobre la retribución de distribución**

Las alegaciones de los distribuidores se refieren, por su parte, a (i) calcular la retribución del año de gas 2021 usando la información del año 2020 resultante de discriminar por periodo de peaje que permite identificar los consumos facturados antes del 1 de octubre de 2020; y (ii) determinar la retribución de los años de gas 2021-2023 considerando los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente utilizados para determinar la retribución del año 2020.

- ***(i) Cálculo retribución año gas 2021 usando la información del año 2020 resultante de discriminar por periodo de peaje.***

Se considera adecuado realizar el ejercicio de actualización utilizando la información correspondiente a los periodos de peaje 26 y 27 de SIFCO<sup>13</sup>, al corresponderse concretamente con los consumos facturados entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2020. Se toma la información de la liquidación definitiva 2020 por ser el valor definitivo de dichos periodos del 2020 y, por tanto, el más acorde con lo indicado por la disposición transitoria segunda de la Circular<sup>14</sup>

- ***(ii) Determinación de la retribución de los años de gas 2021-2023 considerando los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente utilizados para determinar la retribución del año 2020***

---

<sup>13</sup> De acuerdo con las instrucciones de SIFCO, Periodo de Peaje “es el periodo temporal en el que se realiza el acceso por terceros al sistema gasista, donde no se produce ningún cambio de año, ni de peaje o canon de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, ni de las cuotas o tasas incluidas en los peajes o cánones. El periodo de peaje es único, lo cual implica que existirá uno nuevo cada vez que se produzca cualquier cambio, aunque afecte sólo a uno de los tipos de peaje o canon”. El código asignado al periodo de peaje se recoge en la Tabla 3 de sus instrucciones.

<sup>14</sup> “La determinación de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 se realizará tomando la variación de las cantidades de gas suministrado y facturado en el periodo entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 respecto al periodo entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de septiembre de 2020”.

Los distribuidores han alegado que las retribuciones de los años de gas 2021-2023 han de calcularse considerando los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente utilizados para determinar la retribución del año 2020 porque consideran que *“la condición de gasificación reciente de un determinado municipio no debe afectar (por no estar previsto en la Circular 4/2020, y porque así se desprende también de la STS 1365/2021) a la retribución de los puntos de suministro incorporados mientras el municipio tenía dicha condición”*.

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 en el informe que ha remitido en el trámite de información pública.

Por tanto, no cabe extrapolar la sentencia del Tribunal Supremo número 1365/2021<sup>15</sup> 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) Existiendo elementos comunes presentan 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>4bar 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,

---

<sup>15</sup> 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.

al de captación de nuevo mercado<sup>16</sup>); (v) se incorpora una retribución transitoria para regularizar la retribución por nuevo de mercado de 2020 por la variación de puntos de suministro conectados a redes con  $P \leq 4$  bar determinada por aplicación del anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre; o (vi) se indica<sup>17</sup> que “a los municipios que, a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, tuvieron la consideración de municipios de gasificación reciente se les seguirá aplicando la retribución unitaria por punto de suministro establecida en esta circular hasta el cumplimiento de los cinco años desde el año de su primera puesta en servicio”, es decir, tendrán un tratamiento análogo a los municipios catalogados de reciente gasificación a partir del 1 de enero de 2021 de acuerdo con el artículo 7.3 de la Circular<sup>18</sup>.

- 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

---

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

<sup>17</sup> Disposición transitoria tercera. Retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021.

<sup>18</sup> 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».

gas «a» desde el año que se introduce por primera vez en su territorio una red de distribución.

Por analogía, para el año de gas 2021 se computarían solo los puntos de suministro en municipios que han tenido gas natural desde 2017 o con posterioridad. Para el año de gas 2022, los de municipios con gas desde 2018 o con posterioridad, y así sucesivamente.

La retribución por este concepto para cada año de gas “a” sería la resultante de multiplicar la variación obtenida respecto a 2020 por la retribución unitaria definida en la Circular.

En lo que respecta a la interpretación de un interesado que considera 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, señalar que 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 complejas<sup>19</sup>. 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 2,15% en 2023) 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

---

<sup>19</sup> 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 determinar el modelo retributivo más adecuado en cada momento para la actividad de distribución.

Por último, no se considera conveniente calcular el ajuste de la retribución del año 2020 reproduciendo los cálculos que tendría que hacer el Ministerio para determinar los ajustes de la retribución de 2019, es el Ministerio quien tiene la potestad para determinarla. De hecho, el año anterior, otro distribuidor, atendiendo a la información recogida en la memoria, ya advirtió que la CNMC no tenía la potestad de recalcular los valores de retribución definitivos de 2019, debiendo solo aplicar los establecido en la Ley para el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado para el año 2020<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Último párrafo página 8 de la Memoria de la Resolución de 20 de mayo 2021.

### 3. CONSIDERACIONES GENERALES.

La Propuesta de Resolución de retribución de las actividades reguladas del sector gas natural para el año de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) 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 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) y 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021).

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

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

Hay que señalar que las Resoluciones de la DGPEM de inclusión en régimen retributivo<sup>21</sup> dictadas en los últimos meses se caracterizan por establecer los importes y ajustes hasta el año 2019 conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Por tanto, como a partir del año 2020 la determinación de la retribución de las actividades de

---

<sup>21</sup> Durante 2021, la DGPEM aprobó las siguientes resoluciones:

1. Resolución de 22 de junio 2021 que establece de forma definitiva la retribución de las instalaciones del Gasoducto Yeles-Seseña de REDEXIS GAS, puestas en servicio en 2017.
2. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de las instalaciones del Desdoblamiento del Gasoducto Almonte-Marismas de ENAGAS TRANSPORTE, puestas en servicio en 2009 y 2012.
3. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2011.
4. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2013.
5. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2014.
6. Resolución de 13 de noviembre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de NEDGIA CATALUNYA puestas en servicio en 2012.

transporte y regasificación es competencia de esta Comisión, la Resolución recogerá los ajustes de retribución que correspondan por las retribuciones definitivas del año natural 2020 y los años de gas 2021 y 2022 de las instalaciones recogidas en las citadas resoluciones.

Por último, con fecha 23 de noviembre de 2021, la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo (en adelante Tribunal Supremo) dictó sentencia número 1365/2021 en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, y que, entre otros aspectos, publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. De acuerdo con la misma, se debe recalcular la retribución de distribución de 2020.

#### **4. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2023.**

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

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

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

En los siguientes puntos, para cada una de las actividades se desarrollan los tres primeros conceptos retributivos, añadiendo, en el caso de la actividad regasificación, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial.

**PÚBLICA**



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 2023 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 2023 por empresa que recoge el Cuadro 1.

**PÚBLICA**

**Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones ( $RInv_a^e$ ) para el año de gas 2023, desglosada por componentes retributivos**

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. a 31-sept-22	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.812.473.680,80	24.565.409,19	313.060.178,85	45.042.388,68	17.030.473,73	1.336.358,26	<b>63.409.220,67</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	454.831.384,55	6.576.920,16	107.413.756,82	13.075.620,04	5.843.308,37	357.784,46	<b>19.276.712,86</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	320.367.148,00	2.559.091,50	90.617.287,65	11.649.434,76	4.929.580,45	139.214,58	<b>16.718.229,79</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	625.005.221,00	3.805.382,48	148.141.948,81	20.069.001,12	8.058.922,02	207.012,81	<b>28.334.935,94</b>
<b>Total</b>	<b>3.212.677.434,35</b>	<b>37.506.803,33</b>	<b>659.233.172,13</b>	<b>89.836.444,60</b>	<b>35.862.284,56</b>	<b>2.040.370,10</b>	<b>127.739.099,27</b>

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 2023, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos**

En Euros	Retribución por Inversión asociada a						
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Instalaciones No Estandarizadas	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	57.908.397,69	0,00	0,00	0,00	0,00	5.500.822,98	<b>63.409.220,67</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.159.198,81	0,00	82.753,99	0,00	24.929,47	5.009.830,60	<b>19.276.712,86</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	13.303.913,04	0,00	393.377,21	0,00	0,00	3.020.939,54	<b>16.718.229,79</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	24.969.689,71	0,00	214.688,19	0,00	0,00	3.150.558,05	<b>28.334.935,94</b>
<b>Total</b>	<b>110.341.199,26</b>	<b>0,00</b>	<b>690.819,39</b>	<b>0,00</b>	<b>24.929,47</b>	<b>16.682.151,16</b>	<b>127.739.099,27</b>

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 2023, que comprende el periodo 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023, sería el resultado de sumar  $\frac{1}{4}$  de la retribución por O&M del año natural 2022 y  $\frac{3}{4}$  de la retribución por O&M del año natural 2023.

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 ( $COM_{VV,n}^{i,A}$ ), 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 2023, 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.

**PÚBLICA**

Atendiendo a lo anterior, la retribución provisional para cada uno de los años naturales del periodo 2021-2023 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ( $COM_{VV,n}^{i,A}$ ) sería la que se recoge en el siguiente cuadro:

**Cuadro 3. Retribución provisional por aplicación de los VV.UU. de O&M ( $COM_{VV,n}^{i,A}$ ) para cada año natural del periodo 2021-2023**

En Euros	Retribución por VV.UU. de O&M - Años Naturales 2021, 2022 y 2023						
	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
<b>Total</b>	<b>93.922.381,83</b>	<b>4.112.635,84</b>	<b>1.173.968,04</b>	<b>0,00</b>	<b>60.598,83</b>	<b>8.201.371,26</b>	<b>107.470.955,80</b>

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 costes<sup>22</sup>, siempre y cuando cumplan con el resto de los criterios establecidos tanto en la propia Circular 9/2019 como en la Circular 8/2020 (necesidad, admisibilidad, sostenibilidad económica de inversiones, etc.):

- i. Los gastos de explotación activados,
- ii. Los costes de adquisición de odorante neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la prestación del servicio de odorización a otros transportistas, distribuidores u otros agentes.

<sup>22</sup> De acuerdo con la Circular 9/2019, puede inferirse que la metodología retributiva clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

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

- 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.

Dado que, hoy en día, no hay valores auditados admitidos definitivos disponibles por haber solo transcurrido el primer año de aplicación de la metodología retributiva prevista en la Circular 9/2019 (las sociedades tienen de plazo hasta el 1 julio de 2022 para presentar los valores auditados de las actuaciones realizadas durante 2021), 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 aplicando los criterios que se indican para cada tipología de coste 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 2023 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 CNMC<sup>23</sup>, para COPEX y cuyos valores se recogen en el siguiente cuadro.

**Cuadro 4. Retribución provisional para el año natural 2023 por COPEX**

En Euros	COPEX 2023
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
<b>Total</b>	<b>15.600.676,69</b>

*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 2023 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantienen para el año natural 2023 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 2023 para regasificación**

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2023
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
<b>Total</b>	<b>59.794.194,27</b>

*Fuente: Elaboración Propia*

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

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

<sup>23</sup> 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.

criterios ya utilizados con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero y 20 de mayo de 2021.

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste promedio 2018-2019 declarado por las empresas a la CNMC al amparo de la Circular 1/2015, de 22 de julio, (SICORE<sup>24</sup>) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026 para cada uno de los años naturales del periodo 2021 - 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.

De la aplicación de lo descrito, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por el resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ( $OCOM_n^A$ ) diferentes a los COPEX para cada uno de los años naturales del periodo 2021 - 2023.

**Cuadro 6. Retribución provisional por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para cada año natural del periodo 2021 - 2023**

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

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 ( $RO\&M_\alpha^e$ ) provisional por empresa para cada uno de los años naturales del periodo 2021-2023, que son coincidentes, serían las recogidas en el siguiente cuadro.

**Cuadro 7. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones ( $RO\&M_\alpha^e$ ) para los años naturales periodo 2021- 2023**

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	13.806.850,02	91.555.249,93
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		1.197.878,21	3.802.803,81	19.048.377,09
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		904.221,24	1.855.548,35	12.579.707,24
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	18.209.782,17		1.143.718,24	2.475.042,48	21.828.542,88
<b>Total</b>	<b>107.470.955,80</b>	<b>0,00</b>	<b>15.600.676,69</b>	<b>21.940.244,65</b>	<b>145.011.877,14</b>

<sup>24</sup> Sistema de Información Regulatoria de Costes.

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) le corresponderían  $\frac{1}{4}$  de la retribución determinada del año natural 2022 y  $\frac{3}{4}$  de la retribución determinada del año natural 2023, obteniéndose los valores que recoge el cuadro siguiente.

**Cuadro 8. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ( $RO\&M_a^e$ ) para el año de gas 2023**

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	13.806.850,02	<b>91.555.249,93</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		1.197.878,21	3.802.803,81	<b>19.048.377,09</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		904.221,24	1.855.548,35	<b>12.579.707,24</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	18.209.782,17		1.143.718,24	2.475.042,48	<b>21.828.542,88</b>
<b>Total</b>	<b>107.470.955,80</b>	<b>0,00</b>	<b>15.600.676,69</b>	<b>21.940.244,65</b>	<b>145.011.877,14</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 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 ( $REUV_a^e$ ), 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 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 ( $REUV_a^e$ )

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

Dado que la acreditación de disponibilidad efectiva de las instalaciones se realiza una vez acabado el año, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer



ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que las instalaciones están en plena disponibilidad.

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ( $REUV_a^e$ ), provisional para año de gas 2023 por empresa sería la que recoge el Cuadro 9.

**Cuadro 9. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ( $REUV_a^e$ ), para año de gas 2023**

En Euros	Retribución por Extensión Vida Útil - Año gas 2023						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.	9.007.995,16	1.193.477,29	318.839,15	0,00	0,00	410.068,56	<b>10.930.380,17</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	166.940,45	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>166.940,45</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	76.435,98	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>76.435,98</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	191.771,37	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>191.771,37</b>
<b>Total</b>	<b>9.007.995,16</b>	<b>1.628.625,09</b>	<b>318.839,15</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>410.068,56</b>	<b>11.365.527,97</b>

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 2023 (65%) 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 (ver epígrafe **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta Memoria), se obtiene la siguiente retribución provisional por RCS para el año de gas 2023.

**Cuadro 10. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2023 ( $RCS_a^{e,A}$ )**

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 ( $RCS_{2020}^{e,A}$ )	Retribución RCS 2023 ( $RCS_{2023}^{e,A}$ ) (1-oct-22 a 30-sept-23)
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.566.877,93	32.868.470,65
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.618.620,82	8.202.103,53
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.173.733,76	6.612.926,94
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	15.045.779,99	9.779.756,99
<b>Total</b>	<b>88.405.012,50</b>	<b>57.463.258,13</b>

Fuente: Elaboración Propia

## PÚBLICA

#### 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 11. 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
<b>Total</b>	<b>130.717.724,33</b>	<b>33.265.307,83</b>	<b>4.141.353,23</b>	<b>21.940.244,65</b>	<b>137.901.434,28</b>

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 12. 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%	<b>6.482.183,93</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	20.028.687,02	14.448.645,19	5.580.041,83	50%	100%	<b>2.790.020,92</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.982.051,76	9.122.723,69	1.859.328,07	50%	100%	<b>929.664,03</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.278.949,10	13.936.104,70	6.342.844,40	50%	100%	<b>3.171.422,20</b>
<b>Total</b>	<b>137.901.434,28</b>	<b>111.154.852,11</b>	<b>26.746.582,17</b>	<b>50%</b>	<b>100%</b>	<b>13.373.291,08</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.1.3.4. Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)

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

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

Dado que dicha información no se tendrá hasta que finalice el propio año de gas, se considera que, frente a la posibilidad de no reconocer ningún tipo de retribución ante la falta de información, la mejor opción es establecer una retribución provisional a cuenta asumiendo que se efectuará una facturación equivalente a la informada al sistema de liquidaciones para la liquidación provisional 11/2021 y la liquidación provisional 4/2022.

**Cuadro 13. 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.	1.143.397,33	571.698,67
Bahía Bizkaia Gas S.L.		
Regasificadora Noroeste, S.A.	119.175,99	
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.		59.588,00
<b>Total</b>	<b>1.262.573,32</b>	<b>631.286,66</b>

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 2023 por empresa serían los que recoge el Cuadro 14.

**Cuadro 14. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ( $ARPE_a^e$ ) para el año de gas 2023.**

En Euros	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	32.868.470,65	10.930.380,17	6.482.183,93		571.698,67	<b>50.852.733,42</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	8.202.103,53	166.940,45	2.790.020,92			<b>11.159.064,90</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	6.612.926,94	76.435,98	929.664,03			<b>7.619.026,95</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	9.779.756,99	191.771,37	3.171.422,20		59.588,00	<b>13.202.538,56</b>
<b>Total</b>	<b>57.463.258,13</b>	<b>11.365.527,97</b>	<b>13.373.291,08</b>	<b>0,00</b>	<b>631.286,66</b>	<b>82.833.363,84</b>

Fuente: Elaboración Propia

PÚBLICA

#### **4.1.4. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (RSAE<sup>e</sup>)**

Actualmente, en situación administrativa especial se encuentra la planta de regasificación del Puerto de El Musel que está afectada por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012<sup>25</sup>, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones.

Asimismo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, estableció que con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine, el Ministro de Industria, Energía y Turismo (hoy Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) determinará la retribución por costes de operación y mantenimiento a percibir.

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

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

En caso de ser otorgada la resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación de uno o varios servicios de capacidad por las instalaciones, su titular podrá solicitar el acta de puesta en servicio de las instalaciones necesarias y a partir del momento en que dispongan del acta de puesta en servicio, los titulares de las referidas instalaciones dejarán de percibir la retribución transitoria prevista en este apartado.

---

<sup>25</sup> Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Este concepto retributivo no estaba previsto en el régimen general de retribución de la actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014. De acuerdo con el régimen retributivo establecido en la Circular 9/2019, se encuadraría en la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ( $RSAE_a^e$ ).

Mediante Resolución de la DGPEyM de 31 de julio de 2014, se reconoció una retribución financiera transitoria, de carácter provisional, a la planta de regasificación para los años 2012, 2013 y 2014 y se establece un valor bruto de inversión en 381.944.592,90 € para el cálculo de anualidades futuras de retribución financiera transitoria,

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

Por su parte, 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 es de 4.164.545 euros (80% del valor reconocido en 2013). Las Órdenes ETU/1977/2016, ETU/1283/2017 y O. TEC/1367/2018 recogieron idéntica cantidad como retribución provisional a percibir en 2017, 2018 y 2019 en concepto de costes de O&M. Asimismo, las Resoluciones de la CNMC de 11 febrero y 20 mayo de 2021 mantuvieron una práctica similar a las órdenes ministeriales.

Atendiendo a lo anterior, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ( $RSAE_a^e$ ) para el año gas 2023 de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. sería de 24.942.330,65 €, de la suma de una retribución financiera de 20.777.785,85 € (resultante de aplicar la Tr de 5,44% al Valor Bruto recogido en la Resolución) y una retribución provisional de O&M de 4.164.544,8 €, tal y como recoge el Cuadro 15.

**Cuadro 15. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial ( $RSAE_a^e$ ) para el año de gas 2023.**

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

Fuente: Elaboración Propia

PÚBLICA

#### 4.1.5. Retribución provisional para el año de gas 2023

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 2023 (1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) sería la siguiente:

**Cuadro 16. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2023**

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.	63.409.220,67	91.555.249,93	<b>50.852.733,42</b>	24.942.330,65		<b>230.759.534,67</b>
Bahía Bizkaia Gas S.L.	19.276.712,86	19.048.377,09	<b>11.159.064,90</b>			<b>49.484.154,85</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	16.718.229,79	12.579.707,24	<b>7.619.026,95</b>			<b>36.916.963,98</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	28.334.935,94	21.828.542,88	<b>13.202.538,56</b>			<b>63.366.017,38</b>
<b>Total</b>	<b>127.739.099,27</b>	<b>145.011.877,14</b>	<b>82.833.363,84</b>	<b>24.942.330,65</b>	<b>0,00</b>	<b>380.526.670,89</b>

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 2023 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 2023 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

**Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones desglosada por componentes retributivo ( $RInv_a^e$ )**

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Instalaciones pdte. Amortizar a 30-sept-22	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RFNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gas talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.243.210.997,07	39.112.213,20	2.151.617.827,56	112.959.327,38	117.048.009,82	2.127.704,40	<b>232.135.041,59</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	248.749.143,08	802.070,25	117.898.313,35	4.668.239,50	6.413.668,25	43.632,62	<b>11.125.540,37</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	66.086.882,31	315.761,36	39.482.653,69	1.578.682,24	2.147.856,36	17.177,42	<b>3.743.716,02</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	48.169,07	2.108.707,53	89.674,73	114.713,69	2.620,40	<b>207.008,82</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	166.512,55	31.761.510,80	1.233.953,55	1.727.826,19	9.058,28	<b>2.970.838,02</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	230.642.429,94	529.005,05	168.074.736,72	5.949.504,61	9.143.265,68	28.777,87	<b>15.121.548,17</b>
Redexis, S.A.	199.035.716,10	634.004,57	131.535.804,59	4.987.698,01	7.155.547,77	34.489,85	<b>12.177.735,63</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	42.692,43	11.056.869,30	368.323,16	601.493,69	2.322,47	<b>972.139,31</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	101.926,28	25.945.583,35	844.896,51	1.411.439,73	5.544,79	<b>2.261.881,03</b>
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	58.602,75	15.877.178,56	608.486,85	863.718,51	3.187,99	<b>1.475.393,35</b>
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	34.175,93	19.823.689,69	796.479,37	1.078.408,72	1.859,17	<b>1.876.747,26</b>
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	42.000,81	20.364.694,44	856.305,41	1.107.839,38	2.284,84	<b>1.966.429,63</b>
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	142.616.717,83	317.291,04	27.258.238,45	1.551.366,60	1.482.821,41	17.260,63	<b>3.051.448,64</b>
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	22.313,08	6.763.473,61	254.667,36	367.932,96	1.213,83	<b>623.814,16</b>
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	23.969,29	9.922.382,84	368.375,91	539.777,63	1.303,93	<b>909.457,47</b>
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.495,38	591.222,40	26.237,83	32.162,50	81,35	<b>58.481,68</b>
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.135,40	623.783,47	20.732,20	33.933,82	61,77	<b>54.727,78</b>
<b>Total</b>	<b>6.345.069.803,23</b>	<b>42.253.338,46</b>	<b>2.780.706.670,35</b>	<b>137.162.951,21</b>	<b>151.270.416,10</b>	<b>2.298.581,61</b>	<b>290.731.948,93</b>

Fuente: Elaboración Propia

La retribución anterior desglosada por las tipologías de instalaciones con VV.UU. de referencia de O&M se recoge el Cuadro 18.

**Cuadro 18. Retribución por inversión de instalaciones ( $RInv_a^e$ ) para el año de gas 2023 desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos**

En Euros	GASODUCTO (OL+Pos+Gas Talón)	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	186.898.484,24	38.476.357,98	5.934.522,70	387.618,83	438.057,84	<b>232.135.041,59</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	10.583.234,58	0,00	542.305,78	0,00	0,00	<b>11.125.540,37</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	3.589.787,98	0,00	153.928,03	0,00	0,00	<b>3.743.716,02</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	207.008,82	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>207.008,82</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.631.494,08	0,00	339.343,94	0,00	0,00	<b>2.970.838,02</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	13.634.628,20	0,00	1.486.919,96	0,00	0,00	<b>15.121.548,17</b>
Redexis, S.A.	10.789.853,17	0,00	1.387.882,46	0,00	0,00	<b>12.177.735,63</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	878.831,71	0,00	93.307,60	0,00	0,00	<b>972.139,31</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.076.505,71	0,00	185.375,33	0,00	0,00	<b>2.261.881,03</b>
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.352.470,57	0,00	122.922,79	0,00	0,00	<b>1.475.393,35</b>
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.669.155,42	0,00	207.591,84	0,00	0,00	<b>1.876.747,26</b>
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.742.771,07	0,00	223.658,56	0,00	0,00	<b>1.966.429,63</b>
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.690.482,81	0,00	360.965,83	0,00	0,00	<b>3.051.448,64</b>
NEDGIA NAVARRA, S.A.	568.803,48	0,00	55.010,68	0,00	0,00	<b>623.814,16</b>
NEDGIA RIOJA, S.A.	789.721,84	0,00	119.735,63	0,00	0,00	<b>909.457,47</b>
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	47.711,67	0,00	10.770,01	0,00	0,00	<b>58.481,68</b>
NEDGIA, S.A.	54.727,78	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>54.727,78</b>
<b>Total</b>	<b>240.205.673,11</b>	<b>38.476.357,98</b>	<b>11.224.241,16</b>	<b>387.618,83</b>	<b>438.057,84</b>	<b>290.731.948,93</b>

Fuente: Elaboración Propia

PÚBLICA

#### 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 2023 se obtiene imputando  $\frac{1}{4}$  de la retribución por O&M del año natural 2022 y  $\frac{3}{4}$  de la retribución por O&M del año natural 2023, 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 para año de gas 2023 por costes de O&M.

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

Atendiendo a lo indicado en puntos anteriores, se reconoce la retribución provisional para cada uno de los años naturales del periodo 2021-2023 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ( $COM_{VU,n}^{i,A}$ ) que recogen en el siguiente cuadro.

**Cuadro 19. Retribución provisional para cada año natural del periodo 2021-2023 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 ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	59.074.307,08	26.473.025,95	18.055.440,39	0,00	0,00	103.602.773,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.643.070,37	0,00	1.337.600,22	0,00	0,00	3.980.670,59
Regasificadora Noroeste, S.A.	749.536,42	0,00	201.443,99	0,00	0,00	950.980,40
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15	0,00	0,00	0,00	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	834.852,28	0,00	526.773,77	0,00	0,00	1.361.626,06
Redexis Infraestructuras, S.L.	2.951.381,33	0,00	2.592.886,39	0,00	0,00	5.544.267,72
Redexis, S.A.	3.998.846,91	0,00	1.572.879,47	0,00	0,00	5.571.726,38
Redexis Gas Murcia, S.A.	277.684,06	0,00	98.271,22	0,00	0,00	375.955,28
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	358.155,18	0,00	324.660,14	0,00	0,00	682.815,32
NEDGIA CEGAS, S.A.	762.017,41	0,00	198.493,97	0,00	0,00	960.511,38
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	595.264,23	0,00	229.433,59	0,00	0,00	824.697,83
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	604.888,53	0,00	244.600,32	0,00	0,00	849.488,85
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.525.216,19	0,00	2.160.825,11	0,00	0,00	4.686.041,30
NEDGIA NAVARRA, S.A.	163.736,31	0,00	76.025,29	0,00	0,00	239.761,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	228.407,06	0,00	171.237,38	0,00	0,00	399.644,44
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	25.317,84	0,00	19.655,13	0,00	0,00	44.972,97
NEDGIA, S.A.	5.825,51	0,00	0,00	0,00	0,00	5.825,51
<b>Total</b>	<b>75.849.841,87</b>	<b>26.473.025,95</b>	<b>27.810.226,39</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>130.133.094,21</b>

Fuente: Elaboración Propia

PÚBLICA



#### 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 2021-2023 es la que recoge el siguiente cuadro.

**Cuadro 20. Retribución provisional de O&M para cada año natural del periodo 2021-2023 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 2023 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 CNMC<sup>26</sup>, para COPEX, y cuyos valores se recogen en el siguiente cuadro.

<sup>26</sup> 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.

**Cuadro 21. Retribución provisional año natural 2023 por COPEX**

En Euros	COPEX 2023s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	385.548,71
Regasificadora Noroeste, S.A.	198.279,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.691.787,78
Redexis, S.A.	1.858.521,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	126.233,12
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	49.038,54
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	154.198,93
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	1.291.392,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	4.655,05
NEDGIA, S.A.	188,56
<b>Total</b>	<b>30.345.884,01</b>

*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 2023 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 2023 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 2023 para transporte**

En Euros	Cuantía Máxima en COPEX 2023
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	24.156.001,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	723.381,50
Regasificadora Noroeste, S.A.	513.035,43
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.407.149,66
Redexis, S.A.	6.248.749,09
Redexis Gas Murcia, S.A.	470.657,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	971.094,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	172.659,50
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	171.572,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	200.567,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.112.660,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.745,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	42.067,50
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	39.571,00
NEDGIA, S.A.	28.390,00
<b>Total</b>	<b>41.272.300,39</b>

*Fuente: Elaboración Propia*

**PÚBLICA**

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

Determinada la retribución asociada a los COPEX, para establecer la retribución provisional asociada al resto de otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M ( $OCOM_n^A$ ) se aplicarán, como en el caso de la actividad de regasificación, los siguientes criterios ya utilizados con motivo de las Resoluciones de 11 de febrero y 20 de mayo de 2021.

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste promedio 2018-2019 declarado por las empresas a la CNMC al amparo de la Circular 1/2015, de 22 de julio (SICORE<sup>27</sup>) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026.
- ii. Para el consumo del gas de operación se considera:
  - Un consumo de gas de operación equivalente al que hubo en 2021, tomando la información facilitada al sistema de liquidaciones para realizar la liquidación provisional 11/2021 y la liquidación provisional 4/2022.
  - Un precio futuro para el año el año 2023 de 52,94 €/MWh<sup>28</sup> y para 2022 el precio actualizado que se indica en el apartado 8 donde se determina el ajuste de retribución por el coste de adquisición de gas de operación para el año gas 2022 como consecuencia de la coyuntura actual de mercado y el desfase existente entre sus precios y los considerados con motivo de la Resolución de 20 de mayo de 2021<sup>29</sup>.
  - El impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh)
- 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.

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.

---

<sup>27</sup> Sistema de Información Regulatoria de Costes.

<sup>28</sup> Precio medio ponderado de las transacciones del producto año+1 hasta el 10 de marzo en BME y MIBGAS Derivatives.

<sup>29</sup> 17,86 €/MWh

**Cuadro 23. Retribución provisional año natural 2022 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.	2.212.801,76	1.185.909,00	64.121.837,09		67.520.547,85
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	879.758,13		879.758,13
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	5.461,29		5.461,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00	0,00	110.430,93		114.193,93
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00	0,00	504.690,45		529.184,45
Redexis, S.A.	847,00	0,00	382.394,21		383.241,21
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	13.461,85		13.461,85
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00	0,00	18.630,12		19.370,12
NEDGIA CEGAS, S.A.	0,00	0,00	989,54		989,54
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00	0,00	13.756,20		69.256,20
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	0,00	148.279,31		148.279,31
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	0,00	0,00	6.558,24		6.558,24
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	30.206,81		30.206,81
<b>Total</b>	<b>2.298.145,76</b>	<b>1.185.909,00</b>	<b>66.236.454,17</b>	<b>0,00</b>	<b>69.720.508,93</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 24. Retribución provisional año natural 2023 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.	2.212.801,76	1.185.909,00	49.071.071,74		52.469.782,50
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			673.260,09		673.260,09
Regasificadora Noroeste, S.A.			4.179,41		4.179,41
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		84.510,43		88.273,43
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		386.228,82		410.722,82
Redexis, S.A.	847,00		292.638,12		293.485,12
Redexis Gas Murcia, S.A.			10.302,07		10.302,07
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		14.257,23		14.997,23
NEDGIA CEGAS, S.A.			757,28		757,28
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		10.527,32		66.027,32
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			113.474,99		113.474,99
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			5.018,88		5.018,88
NEDGIA NAVARRA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.			0,00		0,00
NEDGIA, S.A.			23.116,62		23.116,62
<b>Total</b>	<b>2.298.145,76</b>	<b>1.185.909,00</b>	<b>50.689.343,01</b>	<b>0,00</b>	<b>54.173.397,77</b>

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 2022 y 2023 por empresa serían las que recogen los siguientes cuadros.

PÚBLICA

**Cuadro 25. Retribución provisional año natural 2022 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( $RO&M_n^e$ )**

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM <sub>vu</sub> )	Costes O&M Inst. Singulares (COM <sub>sing</sub> )	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.602.773,42	4.452.680,00	24.156.001,15	67.520.547,85	199.732.002,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	879.758,13	5.245.977,43
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		198.279,97	5.461,29	1.154.721,66
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0	114.193,93	1.475.819,99
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	529.184,45	7.765.239,95
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	383.241,21	7.813.488,59
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	13.461,85	515.650,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	19.370,12	751.223,98
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	989,54	1.134.160,42
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	69.256,20	1.048.152,95
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	148.279,31	1.198.335,16
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	6.558,24	5.983.991,74
NEDGIA NAVARRA, S.A.	239.761,61		14.745,00	0,00	254.506,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	399.644,44		42.067,50	0,00	441.711,94
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	44.972,97		4.655,05	0,00	49.628,02
NEDGIA, S.A.	5.825,51		188,56	30.206,81	36.220,88
<b>Total</b>	<b>130.133.094,21</b>	<b>4.452.680,00</b>	<b>30.345.884,01</b>	<b>69.720.508,93</b>	<b>234.652.167,16</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 26. Retribución provisional año natural 2023 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( $RO&M_n^e$ )**

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM <sub>vu</sub> )	Costes O&M Inst. Singulares (COM <sub>sing</sub> )	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.602.773,42	4.452.680,00	24.156.001,15	52.469.782,50	184.681.237,07
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	673.260,09	5.039.479,39
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		198.279,97	4.179,41	1.153.439,78
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0	88.273,43	1.449.899,49
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	410.722,82	7.646.778,32
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	293.485,12	7.723.732,50
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	10.302,07	512.490,46
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	14.997,23	746.851,10
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	757,28	1.133.928,16
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	66.027,32	1.044.924,08
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	113.474,99	1.163.530,83
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	5.018,88	5.982.452,38
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	23.116,62	29.130,69
<b>Total</b>	<b>130.133.094,21</b>	<b>4.452.680,00</b>	<b>30.345.884,01</b>	<b>54.173.397,77</b>	<b>219.105.055,99</b>

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2022 (de 1 de octubre a 30 de septiembre) le corresponderían  $\frac{1}{4}$  de la retribución determinada para el año natural 2021 y  $\frac{3}{4}$  de la retribución determinada para el año natural 2022, cuyos valores se recogen en el cuadro siguiente.

**PÚBLICA**

**Cuadro 27. Retribución año de gas 2023 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( $RO\&M_a^e$ )**

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM <sub>vu</sub> )	Costes O&M Inst. Singulares (COM <sub>sing</sub> )	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.602.773,42	4.452.680,00	24.156.001,15	56.232.473,84	<b>188.443.928,41</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.980.670,59		385.548,71	724.884,60	<b>5.091.103,90</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		198.279,97	4.499,88	<b>1.153.760,25</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0	0,00	<b>51.335,15</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0	94.753,56	<b>1.456.379,61</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.691.787,78	440.338,22	<b>7.676.393,73</b>
Redexis, S.A.	5.571.726,38		1.858.521,00	315.924,14	<b>7.746.171,52</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		126.233,12	11.092,01	<b>513.280,41</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		49.038,54	16.090,46	<b>747.944,32</b>
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		172.659,50	815,34	<b>1.133.986,22</b>
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		154.198,93	66.834,54	<b>1.045.731,30</b>
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		200.567,00	122.176,07	<b>1.172.231,92</b>
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.686.041,30		1.291.392,20	5.403,72	<b>5.982.837,22</b>
NEDGIA NAVARRA, S.A.	239.761,61		14.745,00	0,00	<b>254.506,61</b>
NEDGIA RIOJA, S.A.	399.644,44		42.067,50	0,00	<b>441.711,94</b>
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	44.972,97		4.655,05	0,00	<b>49.628,02</b>
NEDGIA, S.A.	5.825,51		188,56	24.889,17	<b>30.903,24</b>
<b>Total</b>	<b>130.133.094,21</b>	<b>4.452.680,00</b>	<b>30.345.884,01</b>	<b>58.060.175,56</b>	<b>222.991.833,78</b>

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 tres primeros conceptos, habida cuenta que los incentivos por mermas y desarrollo sostenible solo podrán ser calculados una vez disponible la información real.

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

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

PÚBLICA

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

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconoce la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ( $REUV_a^e$ ), provisional para año de gas 2023 por empresa que recoge el Cuadro 28.

**Cuadro 28. Retribución provisional año gas por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ( $REUV_a^e$ ), para año de gas 2023**

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEM. AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.571.036,21	2.115.048,06	2.421.780,71	0,00	0,00	7.107.864,98
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A..	0,00	0,00	141.648,62	0,00	0,00	141.648,62
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	5.780,07	0,00	0,00	0,00	0,00	5.780,07
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.	108.433,08	0,00	518.856,46	0,00	0,00	627.289,54
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
<b>Total</b>	<b>2.685.249,36</b>	<b>2.115.048,06</b>	<b>3.082.285,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7.882.583,21</b>

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 a 2022 (65%) 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 2023.

**Cuadro 29. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2023 ( $RCS_a^{e,A}$ )**

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 - $RCS_{2020}^{e,A}$	Retribución RCS 2023 (1-oct a 30-sept) - $RCS_{2023}^{e,2023}$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	192.942.746,91	125.412.785,49
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.880.677,37	4.472.440,29
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.984.346,78	1.289.825,41
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	150.429,93	97.779,45
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.867.649,06	1.213.971,89
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.862.132,22	4.460.385,94
Redexis, S.A.	8.158.436,48	5.302.983,71
Redexis Gas Murcia, S.A.	552.667,04	359.233,58
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.023.870,66	665.515,93
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.115.807,42	725.274,82
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	990.192,34	643.625,02
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.133.332,16	736.665,90
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.359.261,72	3.483.520,12
NEDGIA NAVARRA, S.A.	397.646,86	258.470,46
NEDGIA RIOJA, S.A.	543.890,02	353.528,51
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	35.466,16	23.053,00
NEDGIA, S.A.	28.710,20	18.661,63
<b>Total</b>	<b>230.027.263,33</b>	<b>149.517.721,16</b>

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<sub>Fijos</sub> 2015-2020” utilizados con motivo de las anteriores resoluciones de la CNMC hasta tener constancia de 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 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 2011.



**Cuadro 30. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026**

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

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 31. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP<sub>a</sub><sup>e</sup>)**

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

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<sub>a</sub><sup>e</sup>). 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”.

Dicha información no se tendrá hasta que finalice el propio año de gas, pero 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 para la liquidación provisional 11/2021 y la liquidación provisional 4/2022 al sistema de liquidaciones.

De acuerdo con la misma, no ha existido desde la red de transporte facturación de gas a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular.

#### 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 2023 por empresa que recoge el Cuadro 32.

**Cuadro 32. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ( $ARPE_a^e$ ) para año de gas 2023**

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.	125.412.785,49	7.107.864,98	24.066.690,69			156.587.341,16
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	4.472.440,29	141.648,62	557.331,42			5.171.420,33
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.289.825,41	0,00	204.753,22			1.494.578,63
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	97.779,45	0,00	0,00			97.779,45
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.213.971,89	0,00	569.431,15			1.783.403,04
Redexis Infraestructuras, S.L.	4.460.385,94	0,00	1.714.643,77			6.175.029,72
Redexis, S.A.	5.302.983,71	0,00	0,00			5.302.983,71
Redexis Gas Murcia, S.A.	359.233,58	0,00	10.322,23			369.555,80
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	665.515,93	0,00	0,00			665.515,93
NEDGIA CEGAS, S.A.	725.274,82	5.780,07	0,00			731.054,89
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	643.625,02	0,00	0,00			643.625,02
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	736.665,90	0,00	150.035,69			886.701,60
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	3.483.520,12	627.289,54	1.051.544,20			5.162.353,86
NEDGIA NAVARRA, S.A.	258.470,46	0,00	9.324,40			267.794,86
NEDGIA RIOJA, S.A.	353.528,51	0,00	208.041,49			561.570,01
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	23.053,00	0,00	0,00			23.053,00
NEDGIA, S.A.	18.661,63	0,00	0,00			18.661,63
<b>Total</b>	<b>149.517.721,16</b>	<b>7.882.583,21</b>	<b>28.542.118,27</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>185.942.422,64</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.4. Retribución provisional para el año de gas 2023

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 2022 (1 de octubre a 30 de septiembre) sería la siguiente.

**Cuadro 33. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2023**

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.	232.135.041,59	188.443.928,41	156.587.341,16			577.166.311,16
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	11.125.540,37	5.091.103,90	5.171.420,33			21.388.064,59
Regasificadora Noroeste, S.A.	3.743.716,02	1.153.760,25	1.494.578,63			6.392.054,90
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	207.008,82	51.335,15	97.779,45			356.123,43
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.970.838,02	1.456.379,61	1.783.403,04			6.210.620,67
Redexis Infraestructuras, S.L.	15.121.548,17	7.676.393,73	6.175.029,72			28.972.971,61
Redexis, S.A.	12.177.735,63	7.746.171,52	5.302.983,71			25.226.890,87
Redexis Gas Murcia, S.A.	972.139,31	513.280,41	369.555,80			1.854.975,52
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.261.881,03	747.944,32	665.515,93			3.675.341,28
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.475.393,35	1.133.986,22	731.054,89			3.340.434,47
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.876.747,26	1.045.731,30	643.625,02			3.566.103,58
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.966.429,63	1.172.231,92	886.701,60			4.025.363,14
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	3.051.448,64	5.982.837,22	5.162.353,86			14.196.639,73
NEDGIA NAVARRA, S.A.	623.814,16	254.506,61	267.794,86			1.146.115,63
NEDGIA RIOJA, S.A.	909.457,47	441.711,94	561.570,01			1.912.739,42
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	58.481,68	49.628,02	23.053,00			131.162,70
NEDGIA, S.A.	54.727,78	30.903,24	18.661,63			104.292,65
<b>Total</b>	<b>290.731.948,93</b>	<b>222.991.833,78</b>	<b>185.942.422,64</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>699.666.205,35</b>

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 2023 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	208.698.626,62	145.942.319,18	133.837.555,27			488.478.501,06
Resto	82.033.322,31	77.049.514,61	52.104.867,38			211.187.704,29
<b>Total</b>	<b>290.731.948,93</b>	<b>222.991.833,78</b>	<b>185.942.422,64</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>699.666.205,35</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 5. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2023.

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 por incumplimiento del principio de prudencia financiera.

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

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

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

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

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

**Cuadro 35. Determinación de la Retribución Base (RDE) provisional**

	Retribución Provisional 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	<b>11.796.237,10</b>
Domus Mil Natural, S.A.	92.491,56		<b>92.491,56</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45		<b>102.127,45</b>
Madrileña Red De Gas, S.A.	144.071.087,84	24.516.919,00	<b>119.554.168,84</b>
Redexis, S.A.	89.677.709,56	9.596.229,00	<b>80.081.480,56</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.619.650,47	2.020.082,00	<b>14.599.568,47</b>
Nortegas Energía Distribución, S.A.	101.037.974,15	19.116.707,00	<b>81.921.267,15</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.U	69.927.049,13	11.903.055,00	<b>58.023.994,13</b>
Tolosa Gas, S.A	751.537,98	125.356,00	<b>626.181,98</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	63.006.308,91	10.643.174,00	<b>52.363.134,91</b>
Nedgia Balears, S.A.			<b>0,00</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.657.098,86	3.352.956,00	<b>45.304.142,86</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.765.929,64	6.406.309,00	<b>72.359.620,64</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	390.722.388,88	83.269.407,00	<b>307.452.981,88</b>
Nedgia Cegas, S.A.	119.099.017,87	23.769.889,00	<b>95.329.128,87</b>
Nedgia Galicia, S.A.	40.528.549,86	3.809.283,00	<b>36.719.266,86</b>
Nedgia Madrid, S.A.	150.578.170,59	31.037.897,00	<b>119.540.273,59</b>
Nedgia Navarra, S.A.	34.372.124,23	3.110.413,00	<b>31.261.711,23</b>
Nedgia Rioja, S.A.	15.412.192,12	1.447.377,00	<b>13.964.815,12</b>
Nedgia Aragon, S.A	6.473.092,84	1.244.016,00	<b>5.229.076,84</b>
Nedgia, S.A	15.179.652,52	2.635.972,00	<b>12.543.680,52</b>
<b>Total</b>	<b>1.397.904.696,56</b>	<b>239.039.346,00</b>	<b>1.158.865.350,56</b>

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

### PÚBLICA

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 05/2022.
- “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 05/2022, “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 03/2021 y la liquidación 05/2022 , ambas incluidas<sup>30</sup>.
- 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 2023 no contemplará cantidades anteriores a 1 de enero de 2021.

La retribución por variación del número de puntos de suministro conectados a redes con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar, se calcula con la diferencia entre el número de puntos en servicio a 30 de septiembre del año de gas y a 31 de diciembre de 2020 tanto en municipios ya gasificados (más de 5 años con gas) como en los de reciente gasificación. Para determinar dichos valores, en primer lugar, se identifican para cada año, tal y como recoge el anexo II, 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 2023 (liquidación 05/2022).

---

<sup>30</sup> Si el año de gas 2021 hubiese sido un año completo en vez de durar 9 meses (del 1 de enero al 30 de septiembre) y hubiera contado con 14 liquidaciones en vez de con 11, la liquidación 3/2021 habría sido la 6/2021.

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.

Por su parte, para establecer el incentivo provisional por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y por la demanda de nuevos Puntos de Suministro conectados en 2021 a redes de Presión entre 4 y 60 bar, se utiliza la información disponible en la liquidación 05/2022 .

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 2023.

**Cuadro 36. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2023**

	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 Ult LIQ disp	ΔPS <sub>PS&amp;A</sub>	31-12-20 Definitiva	30-09-23 Ult LIQ disp	ΔPS <sub>PS&amp;A</sub>	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-23 Ult LIQ disp	ΔGSP <sub>PS&amp;A</sub>	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-23 Ult LIQ disp	ΔGSP <sub>PS&amp;A</sub>	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-23 Ult LIQ disp	ΔGSP <sub>PS&amp;A</sub>	a 31-dic-20 Definitiva	a 30-sept-23 Ult LIQ disp	Variació
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	72	61	78.297	80.206	1.909	319.422,88	322.898,12	3.475,24	145.337,59	164.042,87	18.705,28	1.668.446,86	1.853.454,63	185.007,77	0,00	0,00	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	487	662	175	0	675	675	3.807,76	9.413,62	5.605,86	8.108,52	15.295,18	7.186,66	0,00	8.620,14	8.620,14	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	86	3	81,94	5.300,75	5.218,81	20.614,73	14.193,63	-6.421,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	893.774	4.326	5.923.763,89	5.518.420,15	-405.343,74	2.710.338,85	3.018.268,25	307.929,40	1.439.846,56	1.447.857,21	8.010,66	0,00	0,00	0,00
Redexis, S.A.	15.367	6.211	-9.156	517.521	539.394	21.873	2.521.495,49	2.642.745,06	121.249,57	2.175.857,07	2.496.172,02	320.314,95	7.854.140,06	8.008.225,14	154.085,08	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	1.547	314	97.688	97.747	59	300.402,80	308.491,19	8.088,39	172.953,32	206.258,40	33.305,09	1.942.164,58	2.107.206,85	165.042,27	20.858.187,77	20.141.126,58	-717.061,19
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	1.100	9	552.752	557.657	4.905	2.580.967,954	2.682.262,948	101.294,994	1.913.071,902	2.314.254,923	401.183,021	10.782.405,716	11.953.227,934	1.170.822,218	1.787.739	1.652.666	-135,073
Ned España Distribución Gas, S.A.	210	56	-154	406.339	409.825	3.486	1.640.798,247	1.663.824,248	23.026,001	1.083.961,539	1.261.304,139	177.342,600	7.063.695,566	7.364.279,785	300.584,219	2.323.341,891	2.449.696,486	126.354,595
Tolosa Gas, S.A	0	0	0	5.176	5.223	47	25.358,347	28.515,307	3.156,960	15.589,720	19.074,091	3.484,371	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	399.297	-7.422	953.722,29	929.154,06	-24.568,24	763.209,01	898.385,36	135.176,35	5.909.066,69	6.162.731,44	253.664,75	16.898.924,66	15.969.333,20	-929.591,46
Nedgia Ballears, S.A.	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	2.171	-2.256	268.898	273.388	4.490	1.768.107,80	1.762.845,07	-5.262,73	734.844,83	836.193,14	101.348,31	5.008.275,85	5.830.318,31	822.042,47	6.618.986,48	5.402.412,75	-1.216.573,73
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	1.826	-5.523	454.544	463.182	8.638	3.047.213,67	3.133.520,83	86.307,17	2.478.090,52	2.719.749,15	241.658,64	632.642,13	593.239,46	-39.402,66	0,00	0,00	0,00
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	4.499	-8.411	2.172.208	2.166.054	-6.154	10.447.236,79	10.594.525,76	147.288,97	3.336.625,50	4.016.115,12	679.489,62	33.947.272,78	36.583.970,68	2.636.697,91	158.919,40	177.655,70	18.736,30
Nedgia Cegas, S.A.	814	486	-328	643.109	629.132	-13.977	1.912.601,15	1.922.504,13	9.902,97	784.643,05	952.060,34	167.417,29	20.039.311,27	24.063.328,30	4.024.017,03	7.089.708,20	6.602.117,29	-487.590,91
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	5.124	-6.362	281.060	288.057	6.997	1.196.862,67	1.179.004,64	-17.858,03	764.456,19	858.136,94	93.680,76	413.244,18	425.074,77	11.830,60	0,00	0,00	0,00
Nedgia Madrid, S.A.	837	0	-837	902.261	901.983	-278	4.845.589,43	4.621.113,68	-224.475,75	4.349.168,38	4.501.384,00	152.215,61	2.660.529,85	2.951.824,48	291.294,63	1.549.632,81	1.582.805,43	33.172,62
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	152.496	1.588	1.016.184,44	1.073.484,15	57.299,71	1.155.982,54	1.361.887,34	205.904,80	5.480.123,65	5.665.951,34	185.827,69	0,00	0,00	0,00
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	25	-1.274	88.739	90.750	2.011	548.875,04	582.417,11	33.542,07	429.184,21	482.681,47	53.497,26	709.567,22	720.041,38	10.474,16	1.353.062,55	1.846.058,13	492.995,58
Nedgia Aragon, S.A	0	0	0	1.742	1.750	8	16.597,79	17.104,33	506,54	14.780,41	13.841,15	-939,26	5.515.976,23	5.868.077,82	352.101,58	4.135.770,60	4.543.206,56	407.435,96
Nedgia, S.A	0	0	0	4	0	-4	4.559,20	105,49	-4.453,72	0,00	0,00	0,00	15.096.459,79	15.750.107,13	653.647,34	3.468.088,31	2.720.348,10	-747.740,21
<b>Total</b>	<b>57.997</b>	<b>23.779</b>	<b>-34.218</b>	<b>7.917.496</b>	<b>7.950.676</b>	<b>33.180</b>	<b>39.073.649,58</b>	<b>38.997.650,63</b>	<b>-75.998,96</b>	<b>23.056.817,87</b>	<b>26.149.297,53</b>	<b>3.092.479,66</b>	<b>126.163.168,96</b>	<b>137.357.536,79</b>	<b>11.194.367,84</b>	<b>64.456.410,42</b>	<b>61.436.412,89</b>	<b>-3.019.997,53</b>

Fuente: Elaboración Propia

CONFIDENCIAL(DE)



**Cuadro 37. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2023 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.	61	1.909	3.475	18.705	185.008	0	0	4.310,26	96.347,23	26.307,57	84.921,98	233.109,79	0,00	0,00	444.996,83
Domus Mil Natural, S.A.	175	675	5.606	7.187	8.620	0	0	12.365,50	34.067,25	42.436,37	32.627,43	10.861,37	0,00	0,00	132.357,92
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	3	5.219	-6.421	0	0	0	0,00	151,41	39.506,41	-29.151,81	0,00	0,00	0,00	10.506,01
Madriñena Red De Gas, S.A.	-476	4.326	-405.344	307.929	8.011	899	328.142	-33.634,16	218.333,22	-3.068.452,14	1.397.999,49	10.093,43	449,72	164.070,93	-1.311.139,51
Redexis, S.A.	-9.156	21.873	121.250	320.315	154.085	64.495	142.794	-646.962,96	1.103.930,31	917.859,21	1.454.229,88	194.147,19	32.247,49	71.397,11	3.126.848,23
Redexis Gas Murcia, S.A.	314	59	8.088	33.305	165.042	9.028	21.173	22.187,24	2.977,73	61.229,07	151.205,09	207.953,26	4.514,14	10.586,53	460.653,06
Nortegas Energía Distribución, S.A.	9	4.905	101.295	401.183	1.170.822	0	24.042	635,94	247.555,35	766.803,10	1.821.370,92	1.475.235,99	0,00	12.020,94	4.323.622,24
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-154	3.486	23.026	177.343	300.584	0	11.948	-10.881,64	175.938,42	174.306,83	805.135,40	378.736,12	0,00	5.973,77	1.529.208,90
Tolosa Gas, S.A	0	47	3.157	3.484	0	0	0	0,00	2.372,09	23.898,19	15.819,04	0,00	0,00	0,00	42.089,32
Nedgia Andalucía, S.A.	0	-7.422	-24.568	135.176	253.665	3	166.622	0,00	-374.588,34	-185.981,55	613.700,64	319.617,59	1,49	83.310,85	456.060,68
Nedgia Ballears, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-2.256	4.490	-5.263	101.348	822.042	167.446	42.113	-159.408,96	226.610,30	-39.838,84	460.121,34	1.035.773,51	83.723,13	21.056,73	1.628.037,21
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-5.523	8.638	86.307	241.659	-39.403	0	275	-390.255,18	435.959,86	653.345,26	1.097.130,21	-49.647,36	0,00	137,74	1.746.670,53
Nedgia Catalunya, S.A.	-8.411	-6.154	147.289	679.490	2.636.698	114.908	413.534	-594.321,26	-310.592,38	1.114.977,50	3.084.882,88	3.322.239,36	57.454,12	206.766,93	6.881.407,15
Nedgia Cegas, S.A.	-328	-13.977	9.903	167.417	4.024.017	289.624	35.617	-23.176,48	-705.419,19	74.965,51	760.074,51	5.070.261,46	144.812,10	17.808,45	5.339.326,36
Nedgia Galicia, S.A.	-6.362	6.997	-17.858	93.681	11.831	0	915	-449.538,92	353.138,59	-135.185,29	425.310,63	14.906,55	0,00	457,49	209.089,05
Nedgia Madrid, S.A.	-837	-278	-224.476	152.216	291.295	725	745.820	-59.142,42	-14.030,66	-1.699.281,43	691.058,89	367.031,24	362,47	372.909,87	-341.092,04
Nedgia Navarra, S.A.	0	1.588	57.300	205.905	185.828	1.966	1.842	0,00	80.146,36	433.758,82	934.807,81	234.142,89	983,05	920,98	1.684.759,91
Nedgia Rioja, S.A.	-1.274	2.011	33.542	53.497	10.474	0	0	-90.020,84	101.495,17	253.913,44	242.877,57	13.197,44	0,00	0,00	521.462,78
Nedgia Aragon, S.A	0	8	507	-939	352.102	13.903	0	0,00	403,76	3.834,52	-4.264,26	443.647,99	6.951,33	0,00	450.573,34
Nedgia, S.A	0	-4	-4.454	0	653.647	226	57.527	0,00	-201,88	-33.714,65	0,00	823.595,64	113,04	28.763,69	818.555,84
<b>Total</b>	<b>-34.218</b>	<b>33.180</b>	<b>-75.999</b>	<b>3.092.480</b>	<b>11.194.368</b>	<b>663.224</b>	<b>1.992.364</b>	<b>-2.417.843,88</b>	<b>1.674.594,60</b>	<b>-575.312,10</b>	<b>14.039.857,64</b>	<b>14.104.903,46</b>	<b>331.612,08</b>	<b>996.182,01</b>	<b>28.153.993,81</b>

Fuente: Elaboración Propia

CONFIDENCIAL(DE)

### 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 artículo octavo de la citada circular establece los coeficientes de aplicación que para el año de gas 2023 es 50%.

La retribución transitoria para el año de gas 2023 sería la que recoge el siguiente cuadro.

**Cuadro 38. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2023 (RTD<sub>a</sub>)**

En Euros	Ajuste Actividad Distribución (AAD)	Retribución Transitoria Distribución 2023 (RTD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,00	517.152,50
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	12.258.459,50
Redexis, S.A.	9.596.229,00	4.798.114,50
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.020.082,00	1.010.041,00
Nortegas Energía Distribución, S.A.	19.116.707,00	9.558.353,50
Ned España Distribución Gas, S.A.U	11.903.055,00	5.951.527,50
Tolosa Gas, S.A	125.356,00	62.678,00
Nedgia Andalucía, S.A.	10.643.174,00	5.321.587,00
Nedgia Baleares, S.A.	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	3.352.956,00	1.676.478,00
Nedgia Castilla Y León, S.A.	6.406.309,00	3.203.154,50
Nedgia Catalunya, S.A.	83.269.407,00	41.634.703,50
Nedgia Cegas, S.A.	23.769.889,00	11.884.944,50
Nedgia Galicia, S.A.	3.809.283,00	1.904.641,50
Nedgia Madrid, S.A.	31.037.897,00	15.518.948,50
Nedgia Navarra, S.A.	3.110.413,00	1.555.206,50
Nedgia Rioja, S.A.	1.447.377,00	723.688,50
Nedgia Aragon, S.A	1.244.016,00	622.008,00
Nedgia, S.A	2.635.972,00	1.317.986,00
<b>Total</b>	<b>239.039.346,00</b>	<b>119.519.673,00</b>

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

CONFIDENCIAL(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 nueva 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 (C1mgc<4b)				Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (C1mgc<4b)				Total Regularización
	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 50 €/PS	Nº medio	Nº a 31-dic	Diferencia	Ajuste a 70 €/PS	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	77.772,50	78.295,00	522,50	26.125,00	5,50	11,00	5,50	385,00	26.510,00
Domus Mil Natural, S.A.	16,50	0,00	-16,50	-825,00	380,00	487,00	107,00	7.490,00	6.665,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81,00	83,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	883.489,00	885.862,00	2.373,00	118.650,00	4.015,00	4.020,00	5,00	350,00	119.000,00
Redexis, S.A.	501.893,50	507.500,00	5.606,50	280.325,00	24.227,50	25.357,00	1.129,50	79.065,00	359.390,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	96.857,00	97.022,00	165,00	8.250,00	1.723,00	1.894,00	171,00	11.970,00	20.220,00
Nortegas Energía Distribución, S.A.	549.777,00	552.429,00	2.652,00	132.600,00	1.390,50	1.395,00	4,50	315,00	132.915,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U	404.594,50	406.323,00	1.728,50	86.425,00	198,00	210,00	12,00	840,00	87.265,00
Tolosa Gas, S.A	5.150,00	5.176,00	26,00	1.300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.300,00
Nedgia Andalucía, S.A.	407.023,50	405.418,00	-1.605,50	-80.275,00	1.284,00	1.284,00	0,00	0,00	-80.275,00
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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
<b>TOTAL</b>	<b>7.846.938,00</b>	<b>7.863.254,00</b>	<b>16.316,00</b>	<b>815.800,00</b>	<b>110.261,50</b>	<b>111.918,00</b>	<b>1.656,50</b>	<b>115.955,00</b>	<b>931.755,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 5.5. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2023

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 2023 (1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) sería la siguiente.

CONFIDENCIAL(DE)

**Cuadro 40. 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	Retribución Distribución (RD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	444.996,83	517.152,50		26.510,00	<b>12.784.896,43</b>
Domus Mil Natural, S.A.	92.491,56	132.357,92	0,00		6.665,00	<b>231.514,48</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	10.506,01	0,00		100,00	<b>112.733,46</b>
Madriñena Red De Gas, S.A.	119.554.168,84	-1.311.139,51	12.258.459,50		119.000,00	<b>130.620.488,83</b>
Redexis, S.A.	80.081.480,56	3.126.848,23	4.798.114,50		359.390,00	<b>88.365.833,29</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.599.568,47	460.653,06	1.010.041,00		20.220,00	<b>16.090.482,53</b>
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	4.323.622,24	9.558.353,50		132.915,00	<b>95.936.157,89</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	1.529.208,90	5.951.527,50		87.265,00	<b>65.591.995,53</b>
Tolosa Gas, S.A	626.181,98	42.089,32	62.678,00		1.300,00	<b>732.249,30</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	52.363.134,91	456.060,68	5.321.587,00		-80.275,00	<b>58.060.507,59</b>
Nedgia Baleares, S.A.	0,00	0,00	0,00		0,00	<b>0,00</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.304.142,86	1.628.037,21	1.676.478,00		76.655,00	<b>48.685.313,07</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.359.620,64	1.746.670,53	3.203.154,50		105.470,00	<b>77.414.915,67</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	307.452.981,88	6.881.407,15	41.634.703,50		43.955,00	<b>356.013.047,53</b>
Nedgia Cegas, S.A.	95.329.128,87	5.339.326,36	11.884.944,50		-145.155,00	<b>112.408.244,73</b>
Nedgia Galicia, S.A.	36.719.266,86	209.089,05	1.904.641,50		48.430,00	<b>38.881.427,41</b>
Nedgia Madrid, S.A.	119.540.273,59	-341.092,04	15.518.948,50		68.090,00	<b>134.786.220,05</b>
Nedgia Navarra, S.A.	31.261.711,23	1.684.759,91	1.555.206,50		38.450,00	<b>34.540.127,64</b>
Nedgia Rioja, S.A.	13.964.815,12	521.462,78	723.688,50		21.570,00	<b>15.231.536,40</b>
Nedgia Aragon, S.A	5.229.076,84	450.573,34	622.008,00		1.100,00	<b>6.302.758,18</b>
Nedgia, S.A	12.543.680,52	818.555,84	1.317.986,00		100,00	<b>14.680.322,36</b>
<b>Total</b>	<b>1.158.865.350,56</b>	<b>28.153.993,81</b>	<b>119.519.673,00</b>	<b>0,00</b>	<b>931.755,00</b>	<b>1.307.470.772,37</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

El modelo retributivo para las actividades de transporte, regasificación y distribución del periodo entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 lo establecen la Ley 18/2014<sup>31</sup>, la Ley 34/1998<sup>32</sup>, y demás disposiciones de desarrollo<sup>33</sup>.

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

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2021 porque ya se realizó la liquidación definitiva de 2020. En concreto se realizan ajustes en:

<sup>31</sup> Art. 60, Art. 62, Art. 64 y Anexo XI.

<sup>32</sup> Art. 69.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

<sup>33</sup> Una descripción somera del mismo puede encontrarse en la Memoria de las Resoluciones de la CNMC de 11 de febrero y 20 mayo de 2020.

1. **La retribución por disponibilidad** asociada a instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por Resoluciones de la DGPEM durante 2021, cuyos valores se recogen a continuación.

**Cuadro 41.- Ajuste de Retribución por Disponibilidad 2020, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021**

Titular	Ajuste Retribución 2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-62.925,52
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	-65.352,25
Redexis, S.A.	14.029,70

Fuente: Elaboración Propia

En el Anexo II, se recoge la información individualizada de cada una de las instalaciones implicadas, así como de los importes que han de minorarse por la retribución percibida por instalaciones que las resoluciones del ministerio identificaron que eran partes, actuaciones o equipamientos asociados a otras instalaciones y, por tanto, no debían ser consideradas instalaciones con derecho a retribución individualizada.

2. **La Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)** devengada por las empresas motivados por las resoluciones de la DGPEM de inclusión en el régimen retributivo dictadas durante 2021, dado que tras la liquidación definitiva del año 2020 no se han observado variaciones respecto a lo señalado por esta Comisión en la Memoria de la Resolución de 20 de mayo de 2021 que determinó, entre otras la retribución del año de gas 2022. El cuadro siguiente recoge los ajustes a realizar por este concepto.

**Cuadro 42.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por la actividad de transporte, desglosada por empresa**

En Euros	VI Bruto Reconocido	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	RCS 2020	RCS 2020 Resol May-2021	Ajuste RCS 2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.241.977.020,39	7.070.060.128,03	83,88%	192.942.746,91	192.944.184,33	-1.437,42
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	247.866.947,61	252.130.766,76	2,99%	6.880.677,37	6.876.814,25	3.863,12
Regasificadora Noroeste, S.A.	65.709.888,05	72.713.026,21	0,86%	1.984.346,78	1.983.232,67	1.114,11
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	5.512.249,80	0,07%	150.429,93	150.345,47	84,46
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	68.436.836,06	0,81%	1.867.649,06	1.866.600,48	1.048,58
Redexis Infraestructuras, S.L.	230.642.429,94	251.451.211,29	2,98%	6.862.132,22	6.858.279,52	3.852,70
Redexis, S.A.	199.035.716,10	298.952.085,01	3,55%	8.158.436,48	8.153.855,97	4.580,51
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	20.251.547,63	0,24%	552.667,04	552.356,75	310,29
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	37.518.006,02	0,45%	1.023.870,66	1.023.295,81	574,85
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	40.886.872,62	0,49%	1.115.807,42	1.115.180,95	626,47
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	36.283.921,09	0,43%	990.192,34	989.636,40	555,94
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	41.529.037,29	0,49%	1.133.332,16	1.132.695,86	636,30
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	142.616.717,83	196.381.067,53	2,33%	5.359.261,72	5.375.636,28	-16.374,56
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	14.571.095,52	0,17%	397.646,86	397.423,60	223,26
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	19.929.928,59	0,24%	543.890,02	543.584,66	305,36
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.299.597,24	0,02%	35.466,16	35.446,24	19,92
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.052.036,71	0,01%	28.710,20	28.694,08	16,12
<b>Total</b>	<b>6.342.576.636,82</b>	<b>8.428.959.413,42</b>	<b>100,00%</b>	<b>230.027.263,33</b>	<b>230.027.263,33</b>	<b>0,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

CONFIDENCIAL(DE)

En cualquier caso, hay que señalar que el reparto de la retribución por continuidad de suministro no podrá devenir en definitivo hasta la constatación de que todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2020 con derecho a retribución individualizada han sido incluidas con carácter definitivo en el régimen retributivo. Para estimar una fecha para la corrección, al menos, habría que esperar hasta el 1 de junio del 2022 fecha límite para que los titulares presenten una memoria que incluya el conjunto de auditorías de las instalaciones puestas en servicio en 2020 según lo dispuesto en el artículo 6.4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

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

## 6.1. Ajuste de la retribución 2020 de distribución

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

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

De acuerdo con la misma, se debe recalcular la retribución de 2020, porque atendiendo a la metodología reflejada en el Anexo X de la Ley 18/2014, el cálculo debe aplicar el criterio de que *“es al tiempo de calcular el término RNn cuando se debe diferenciar si la variación de clientes neta se corresponde con municipios de reciente gasificación a los que se les aplicará un valor de 70 euros o, por el contrario, con municipios de no reciente gasificación a los que se les asignará un valor de 50 euros. Así se desprende de la formula del Anexo de la Ley cuando desarrolla el factor RNn.”*

**CONFIDENCIAL(DE)**

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

Hay que señalar que el Ministerio ha de regularizar los cálculos de la retribución de 2019 de acuerdo con la sentencia número 1365/2021 del Tribunal Supremo. Se considera que, frente a la falta del valor definitivo, la mejor opción es determinar la retribución de 2020 a partir de los valores de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, y corregirlos una vez el Ministerio determine los nuevos valores de 2019.

El valor que se tomará para los cálculos es el reflejado en la Orden TED/1022/2021<sup>34</sup>, de 27 de septiembre, que modificó la Orden TED/1286/2020 al detectar, tal y como indicaba la memoria justificativa, la existencia errores numéricos y estableció una retribución de 1.422.773.285 € (frente al valor original de 1.424.143.860 €) para el conjunto de la actividad, incluido el extracoste del GLP para las redes extrapeninsulares. Esto explicaría por qué el ajuste a realizar es negativo y no positivo como cabría esperar al considerar, tras la sentencia, un mayor número de puntos de suministro en municipios de reciente gasificación, pues el cálculo de retribución 2020 que realizó la CNMC el año pasado partió del valor original de 1.424.143.860 €.

En el Cuadro 43 se recoge la caracterización del mercado para el nuevo cálculo de la Retribución de 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014 y el Cuadro 44 recoge el cálculo de retribución para el año 2020.

En relación con los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución del año 2020, se muestra la información real de los puntos de suministro y el gas suministrado facturados, declarados en la Liquidación Definitiva según el Sistema de Liquidaciones (SIFCO).

Para la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de los municipios a 31 de diciembre de los años 2017, 2018, 2019 y 2020, señalar que:

---

<sup>34</sup> Orden por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista.

1. En los municipios de reciente gasificación, se toman los valores definitivos que establece esta Comisión conforme a la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015<sup>35</sup>, cuya determinación se recoge en el Anexo IV de esta memoria tras diferenciar, para aquellos municipios que exceden los 5 años desde su primera puesta en servicio, entre los puntos de suministro que fueron captados en los primeros 5 años y el resto de los puntos.
2. El número de puntos de suministro para el resto de los municipios se obtiene detrayendo al número total de puntos de suministro, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

---

<sup>35</sup> El apartado segundo de la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, dispone que la CNMC realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014 y propondrá a la DGPEM en su propuesta de retribución, de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.



**Cuadro 43. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014**

	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgrc<4b)						Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgrc<4b)						Total Ptos Suministro en P<4b					
	Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Sum			Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Sum			Nº Ptos Suministro a 31-dic			Nº medio Ptos Sum		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	75.326,0	77.250,0	78.295,0	76.288,0	77.772,5	1.484,5	11,0	0,0	5,5	5,5	75.326,0	77.250,0	78.306,0	76.288,0	77.778,0	1.490,0		
Domus Mil Natural, S.A.	0,0	33,0	0,0	16,5	16,5	0,0	90,0	273,0	487,0	181,5	380,0	198,5	90,0	306,0	487,0	198,0	396,5	198,5
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	68,0	79,0	83,0	73,5	81,0	7,5				0,0	0,0	0,0	68,0	79,0	83,0	73,5	81,0	7,5
Madriñena Red De Gas, S.A.	874.989,0	881.116,0	885.862,0	878.052,5	883.489,0	5.436,5	3.874,0	4.010,0	4.020,0	3.942,0	4.015,0	73,0	878.863,0	885.126,0	889.882,0	881.994,5	887.504,0	5.509,5
Redexis, S.A.	480.428,0	496.287,0	507.500,0	488.357,5	501.893,5	13.536,0	17.258,0	23.098,0	25.357,0	20.178,0	24.227,5	4.049,5	497.686,0	519.385,0	532.857,0	508.535,5	526.121,0	17.585,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	95.956,0	96.692,0	97.022,0	96.324,0	96.857,0	533,0	974,0	1.552,0	1.894,0	1.263,0	1.723,0	460,0	96.930,0	98.244,0	98.916,0	97.587,0	98.580,0	993,0
Nortegas Energía Distribución, S.A.	541.184,0	547.125,0	552.429,0	544.154,5	549.777,0	5.622,5	1.353,0	1.386,0	1.395,0	1.369,5	1.390,5	21,0	542.537,0	548.511,0	553.824,0	545.524,0	551.167,5	5.643,5
Ned España Distribución Gas, S.A.U	399.570,0	402.866,0	406.323,0	401.218,0	404.594,5	3.376,5	162,0	186,0	210,0	174,0	198,0	24,0	399.732,0	403.052,0	406.533,0	401.392,0	404.792,5	3.400,5
Tolosa Gas, S.A	5.070,0	5.124,0	5.176,0	5.097,0	5.150,0	53,0				0,0	0,0	0,0	5.070,0	5.124,0	5.176,0	5.097,0	5.150,0	53,0
Nedgia Andalucía, S.A.	407.738,0	408.629,0	405.418,0	408.183,5	407.023,5	-1.160,0	1.236,0	1.284,0	1.284,0	1.260,0	1.284,0	24,0	408.974,0	409.913,0	406.702,0	409.443,5	408.307,5	-1.136,0
Nedgia Balears, S.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	258.002,0	262.583,0	265.603,0	260.292,5	264.093,0	3.800,5	6.422,0	7.672,0	7.705,0	7.047,0	7.688,5	641,5	264.424,0	270.255,0	273.308,0	267.339,5	271.781,5	4.442,0
Nedgia Castilla Y León, S.A.	440.801,0	447.702,0	451.799,0	444.251,5	449.750,5	5.499,0	8.004,0	9.978,0	10.065,0	8.991,0	10.021,5	1.030,5	448.805,0	457.680,0	461.864,0	453.242,5	459.772,0	6.529,5
Nedgia Catalunya, S.A.	2.173.321,0	2.164.211,0	2.165.685,0	2.168.766,0	2.164.948,0	-3.818,0	16.986,0	19.166,0	19.369,0	18.076,0	19.267,5	1.191,5	2.190.307,0	2.183.377,0	2.185.054,0	2.186.842,0	2.184.215,5	-2.626,5
Nedgia Cegas, S.A.	646.455,0	637.847,0	632.073,0	642.151,0	634.960,0	-7.191,0	10.971,0	11.858,0	11.835,0	11.414,5	11.846,5	432,0	657.426,0	649.705,0	643.908,0	653.565,5	646.806,5	-6.759,0
Nedgia Galicia, S.A.	264.809,0	269.485,0	271.264,0	267.147,0	270.374,5	3.227,5	20.007,0	21.158,0	21.271,0	20.582,5	21.214,5	632,0	284.816,0	290.643,0	292.535,0	287.729,5	291.589,0	3.859,5
Nedgia Madrid, S.A.	893.897,0	896.831,0	899.528,0	895.364,0	898.179,5	2.815,5	3.412,0	3.522,0	3.541,0	3.467,0	3.531,5	64,5	897.309,0	900.353,0	903.069,0	898.831,0	901.711,0	2.880,0
Nedgia Navarra, S.A.	146.199,0	148.185,0	149.723,0	147.192,0	148.954,0	1.762,0	1.144,0	1.168,0	1.168,0	1.156,0	1.168,0	12,0	147.343,0	149.353,0	150.891,0	148.348,0	150.122,0	1.774,0
Nedgia Rioja, S.A.	85.638,0	86.880,0	87.726,0	86.259,0	87.303,0	1.044,0	2.267,0	2.294,0	2.306,0	2.280,5	2.300,0	19,5	87.905,0	89.174,0	90.032,0	88.539,5	89.603,0	1.063,5
Nedgia Aragon, S.A	1.658,0	1.697,0	1.741,0	1.677,5	1.719,0	41,5				0,0	0,0	0,0	1.658,0	1.697,0	1.741,0	1.677,5	1.719,0	41,5
Nedgia, S.A	1,0	0,0	4,0	0,5	2,0	1,5				0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	4,0	0,5	2,0	1,5
<b>TOTAL</b>	<b>7.791.110,0</b>	<b>7.830.622,0</b>	<b>7.863.254,0</b>	<b>7.810.866,0</b>	<b>7.846.938,0</b>	<b>36.072,0</b>	<b>94.160,0</b>	<b>108.605,0</b>	<b>111.918,0</b>	<b>101.382,5</b>	<b>110.261,5</b>	<b>8.879,0</b>	<b>7.885.270,0</b>	<b>7.939.227,0</b>	<b>7.975.172,0</b>	<b>7.912.248,5</b>	<b>7.957.199,5</b>	<b>44.951,0</b>

	Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons<50MWh/año			Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons>50MWh/año			Demanda de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)			Demanda de Puntos Suministro conectados a red de P entre 4bar y 60 bar		
	Demanda anual		Δ Demanda	Demanda anual		Δ Demanda	Demanda anual		Δ Demanda	Demanda anual		Δ Demanda
	2019	2020	2020	2019	2020	2020	2019	2020	2020	2019	2020	2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	321.043,60	318.470,20	-2.573,40	154.269,46	145.111,84	-9.157,62	21.542,11	22.030,30	488,18	1.701.529,28	1.646.416,56	-55.112,72
Domus Mil Natural, S.A.	1.857,77	3.807,76	1.949,99	4.446,42	8.108,52	3.662,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	103,70	81,94	-21,76	41.806,66	20.614,73	-21.191,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madriñena Red De Gas, S.A.	5.769.108,23	5.898.292,45	129.184,22	2.866.574,89	2.705.185,36	-161.389,53	622.942,61	552.623,39	-70.319,22	865.726,32	888.135,99	22.409,67
Redexis, S.A.	2.522.912,52	2.517.132,35	-5.780,17	2.520.673,25	2.177.147,52	-343.525,73	436.848,85	466.020,97	29.172,11	7.308.199,80	7.387.920,96	79.721,15
Redexis Gas Murcia, S.A.	313.337,38	298.622,15	-14.715,23	206.002,15	173.842,23	-32.159,92	41.831,34	70.963,22	29.131,88	1.805.000,99	1.871.256,57	66.255,57
Nortegas Energía Distribución, S.A.	2.698.293,06	2.584.774,82	-113.518,24	2.119.188,75	1.913.810,10	-205.378,65	323.726,44	323.682,73	-43,72	11.698.653,90	10.458.330,72	-1.240.323,19
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.728.316,46	1.637.763,66	-90.552,80	1.201.229,73	1.084.237,77	-116.991,96	267.106,42	245.080,68	-22.025,74	7.033.905,51	6.815.939,12	-217.966,39
Tolosa Gas, S.A	27.609,15	25.525,23	-2.083,92	18.541,02	15.568,76	-2.972,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	1.006.527,43	944.217,51	-62.309,92	970.552,99	758.261,99	-212.291,01	252.606,70	269.711,02	17.104,32	5.816.431,54	5.645.462,32	-170.969,22
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.780.066,03	1.757.278,86	-22.787,17	762.409,59	733.062,56	-29.347,03	276.696,07	274.697,26	-1.998,80	4.909.745,38	4.732.502,01	-177.243,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	3.096.879,29	3.028.606,15	-68.273,14	2.594.341,40	2.479.265,15	-115.076,26	602.642,31	612.540,98	9.898,67	27.820,34	20.101,15	-7.719,19
Nedgia Catalunya, S.A.	10.674.293,38	10.278.627,87	-395.665,51	4.184.907,94	3.328.423,10	-856.484,84	1.008.340,30	932.627,50	-75.712,80	35.765.227,66	33.021.203,63	-2.744.024,04
Nedgia Cegas, S.A.	1.944.219,99	1.875.005,79	-69.214,21	969.245,03	782.164,37	-187.080,66	206.758,63	203.453,60	-3.305,04	21.192.590,17	19.835.861,91	-1.356.728,26
Nedgia Galicia, S.A.	1.235.729,85	1.182.716,48	-53.013,37	861.576,59	765.160,31	-96.416,28	165.739,52	167.517,39	1.777,87	251.833,15	245.726,79	-6.106,36
Nedgia Madrid, S.A.	4.804.943,19	4.797.771,54	-7.171,65	4.459.577,03	4.350.886,04	-108.690,99	446.937,55	416.911,17	-30.026,37	2.531.150,38	2.239.429,90	-291.720,48
Nedgia Navarra, S.A.	1.012.920,28	1.005.919,39	-7.000,89	1.253.121,68	1.155.078,66	-98.043,02	193.182,64	205.010,91	11.828,27	5.478.128,38	5.275.562,13	-202.566,25
Nedgia Rioja, S.A.	545.199,52	544.474,30	-725,22	441.395,73	428.969,95	-12.425,79	83.541,43	76.863,44	-6.677,99	657.637,13	632.961,77	-24.675,36
Nedgia Aragon, S.A	16.568,11	16.585,57	17,46	14.300,01	15.174,60	874,59	0,00	997,54	997,54	5.651.202,98	5.518.889,67	-132.313,30
Nedgia, S.A	2.948,96	4.559,20	1.610,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.610.179,18	15.098.291,54	-511.887,64
<b>TOTAL</b>	<b>39.502.877,92</b>	<b>38.720.233,23</b>	<b>-782.644,69</b>	<b>25.644.160,31</b>	<b>23.040.073,54</b>	<b>-2.604.086,78</b>	<b>4.950.442,92</b>	<b>4.840.732,09</b>	<b>-109.710,83</b>	<b>128.304.962,10</b>	<b>121.333.992,74</b>	<b>-6.970.969,36</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 44. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014**

	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Total Retribución Año 2020	
	Retribución Año 2019 de la Orden TED/1286/2020 sin Extracoste GLP	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgrc<4b)	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60 bar + Ptos Sum de >80 GWh/año en Redes P<4bar	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgrc<4b)	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Δ Demanda en Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año		Δ Demanda en Redes de 4bar<P< 60 bar y por Ptos Sum >80 GWh/año en Redes P<4bar
En Euros						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.884.722,56	1.484,50	5,50	-2.573,40	-9.157,62	-54.624,54	74.225,00	385,00	-19.300,50	-41.209,29	-68.280,67	12.830.542,10
Domus Mil Natural, S.A.	47.492,13	0,00	198,50	1.949,99	3.662,10	0,00	0,00	13.895,00	14.624,96	16.479,47	0,00	92.491,56
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.279,35	7,50	0,00	-21,76	-21.191,93	0,00	375,00	0,00	-163,23	-95.363,67	0,00	102.127,45
Madrileña Red De Gas, S.A.	143.611.411,00	5.436,50	73,00	129.184,22	-161.389,53	-47.909,55	271.825,00	5.110,00	968.881,67	-726.252,89	-59.886,94	144.071.087,84
Redexis, S.A.	90.170.545,00	13.536,00	4.049,50	-5.780,17	-343.525,73	108.893,27	676.800,00	283.465,00	-43.351,24	-1.545.865,78	136.116,58	89.677.709,56
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.696.650,00	533,00	460,00	-14.715,23	-32.159,92	95.387,46	26.650,00	32.200,00	-110.364,22	-144.719,63	119.234,32	16.619.650,47
Nortegas Energía Distribución, S.A.	104.081.428,54	5.622,50	21,00	-113.518,24	-205.378,65	-1.240.366,90	281.125,00	1.470,00	-851.386,83	-924.203,93	-1.550.458,63	101.037.974,15
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	71.262.144,13	3.376,50	24,00	-90.552,80	-116.991,96	-239.992,13	168.825,00	1.680,00	-679.146,02	-526.463,82	-299.990,16	69.927.049,13
Tolosa Gas, S.A.	777.892,57	53,00	0,00	-2.083,92	-2.972,26	0,00	2.650,00	0,00	-15.629,40	-13.375,19	0,00	751.537,98
Nedgia Andalucía, S.A.	64.677.594,00	-1.160,00	24,00	-62.309,92	-212.291,01	-153.864,90	-58.000,00	1.680,00	-467.324,42	-955.309,54	-192.331,13	63.006.308,91
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.949.187,00	3.800,50	641,50	-22.787,17	-29.347,03	-179.242,17	190.025,00	44.905,00	-170.903,79	-132.061,64	-224.052,71	48.657.098,86
Nedgia Castilla Y León, S.A.	79.446.012,00	5.499,00	1.030,50	-68.273,14	-115.076,26	2.179,47	274.950,00	72.135,00	-512.048,55	-517.843,15	2.724,34	78.765.929,64
Nedgia Catalunya, S.A.	401.176.228,00	-3.818,00	1.191,50	-395.665,51	-856.484,84	-2.819.736,83	-190.900,00	83.405,00	-2.967.491,30	-3.854.181,78	-3.524.671,04	390.722.388,88
Nedgia Cegas, S.A.	122.489.339,00	-7.191,00	432,00	-69.214,21	-187.080,66	-1.360.033,30	-359.550,00	30.240,00	-519.106,55	-841.862,96	-1.700.041,62	119.099.017,87
Nedgia Galicia, S.A.	41.159.819,00	3.227,50	632,00	-53.013,37	-96.416,28	-4.328,49	161.375,00	44.240,00	-397.600,26	-433.873,26	-5.410,62	40.528.549,86
Nedgia Madrid, S.A.	151.377.961,00	2.815,50	64,50	-7.171,65	-108.690,99	-321.746,85	140.775,00	4.515,00	-53.787,39	-489.109,46	-402.183,56	150.578.170,59
Nedgia Navarra, S.A.	35.015.307,00	1.762,00	12,00	-7.000,89	-98.043,02	-190.737,98	88.100,00	840,00	-52.506,70	-441.193,60	-238.422,47	34.372.124,23
Nedgia Rioja, S.A.	15.459.174,00	1.044,00	19,50	-725,22	-12.425,79	-31.353,36	52.200,00	1.365,00	-5.439,14	-55.916,04	-39.191,70	15.412.192,12
Nedgia Aragon, S.A.	6.631.095,95	41,50	0,00	17,46	874,59	-131.315,76	2.075,00	0,00	130,93	3.935,66	-164.144,70	6.473.092,84
Nedgia, S.A.	15.807.360,25	1,50	0,00	1.610,24	0,00	-511.887,64	75,00	0,00	12.076,82	0,00	-639.859,55	15.179.652,52
<b>TOTAL</b>	<b>1.421.918.642,48</b>	<b>36.072,00</b>	<b>8.879,00</b>	<b>-782.644,69</b>	<b>-2.604.086,78</b>	<b>-7.080.680,19</b>	<b>1.803.600,00</b>	<b>621.530,00</b>	<b>-5.869.835,16</b>	<b>-11.718.390,50</b>	<b>-8.850.850,26</b>	<b>1.397.904.696,56</b>

Fuente: Elaboración Propia

El Cuadro 45 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores del ajuste de retribución anual de 2020 a publicar en el BOE.

**Cuadro 45. Detalle del ajuste de la Retribución 2020 por la actividad de distribución a publicar en BOE**

En Euros	Nueva Retribución 2020	Retribución 2020 Resolución CNMC de 20 may 2021	Ajuste Retribución 2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.830.542,10	12.830.542,10	0,00
Domus Mil Natural, S.A.	92.491,56	92.491,56	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	102.127,45	0,00
Madriñena Red De Gas, S.A.	144.071.087,84	144.080.747,78	-9.659,94
Redexis, S.A.	89.677.709,56	89.753.470,10	-75.760,54
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.619.650,47	16.625.335,41	-5.684,94
Nortegas Energía Distribución, S.A.	101.037.974,15	101.031.894,15	6.080,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	69.927.049,13	69.927.049,13	0,00
Tolosa Gas, S.A.	751.537,98	751.537,98	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	63.006.308,91	62.984.674,12	21.634,79
Nedgia Balears, S.A.	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.657.098,86	48.694.709,23	-37.610,37
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.765.929,64	78.717.804,96	48.124,68
Nedgia Catalunya, S.A.	390.722.388,88	390.922.243,41	-199.854,53
Nedgia Cegas, S.A.	119.099.017,87	119.315.687,21	-216.669,34
Nedgia Galicia, S.A.	40.528.549,86	40.761.934,96	-233.385,10
Nedgia Madrid, S.A.	150.578.170,59	150.689.415,05	-111.244,46
Nedgia Navarra, S.A.	34.372.124,23	34.402.424,47	-30.300,24
Nedgia Rioja, S.A.	15.412.192,12	15.436.817,55	-24.625,43
Nedgia Aragon, S.A.	6.473.092,84	6.473.092,84	0,00
Nedgia, S.A.	15.179.652,52	15.179.652,52	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.397.904.696,56</b>	<b>1.398.773.651,98</b>	<b>-868.955,42</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

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

Los importes por estos ajustes han de ser liquidados en la primera liquidación disponible del año de gas 2021. En concreto se realizan ajustes en:

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

CONFIDENCIAL(DE)

**Cuadro 46.- Ajuste de Retribución 2021, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021**

Titular	Ajuste Retribución 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-49.949,18
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	-43.088,78
Redexis, S.A.	10.845,32

Fuente: Elaboración Propia

2. **La retribución por RCS de transporte** porque se ajustaron los valores del RCS devengado en 2020 como consecuencia de la inclusión definitiva de instalaciones en el régimen retributivo durante 2021.

El ajuste se obtiene aplicando el coeficiente correspondiente a 2021 (71,25%) recogido en disposición adicional octava de la Circular 9/2019, a la diferencia entre los valores provisionales de RCS de 2020 que se han determinado para cada empresa.

**Cuadro 47. Ajuste de la retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2021 ( $RCS_a^{e,A}$ )**

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020			Ajuste a Retribución RCS 2021 ( $RCS_{2020}^{e,2021}$ ) (1-ene a 30-sept-21)
	Nuevo Valor RCS	Resol CNMC 20-may-2021	Ajuste	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	192.942.746,91	192.944.184,33	-1.437,42	-1.024,16
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.880.677,37	6.876.814,25	3.863,12	2.752,47
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.984.346,78	1.983.232,67	1.114,11	793,80
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	150.429,93	150.345,47	84,46	60,18
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.867.649,06	1.866.600,48	1.048,58	747,11
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.862.132,22	6.858.279,52	3.852,70	2.745,05
Redexis, S.A.	8.158.436,48	8.153.855,97	4.580,51	3.263,61
Redexis Gas Murcia, S.A.	552.667,04	552.356,75	310,29	221,08
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.023.870,66	1.023.295,81	574,85	409,58
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.115.807,42	1.115.180,95	626,47	446,36
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	990.192,34	989.636,40	555,94	396,11
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.133.332,16	1.132.695,86	636,30	453,36
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.359.261,72	5.375.636,28	-16.374,56	-11.666,87
NEDGIA NAVARRA, S.A.	397.646,86	397.423,60	223,26	159,07
NEDGIA RIOJA, S.A.	543.890,02	543.584,66	305,36	217,57
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	35.466,16	35.446,24	19,92	14,19
NEDGIA, S.A.	28.710,20	28.694,08	16,12	11,49
<b>Total</b>	<b>230.027.263,33</b>	<b>230.027.263,33</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

Fuente: Elaboración Propia

3. **El incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre ( $IDS_a^e$ )** que, según el artículo 18 de la Circular, se determina aplicando una retribución unitaria ( $RGS_{GNL}$ ) de 0,50 €/MWh a las cantidades de gas natural facturadas<sup>36</sup> en

<sup>36</sup> “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”

el año de gas desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo ( $GSF_{GNL}$ ) y en puntos de suministro conectados a la red de transporte correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular ( $GSF_{ESES}$ ).

De acuerdo con la información del sistema de liquidaciones en la liquidación provisional 11/2021 no ha existido facturación de gas desde la red de transporte a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular mientras si existió suministro de gas licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo. Por tanto, el IDS del año de gas 2021 para la actividad de regasificación sería el siguiente.

**Cuadro 48. 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.	762.518,85	381.259,42
Bahía Bizkaia Gas S.L.		
Regasificadora Noroeste, S.A.		
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	73.910,26	36.955,13
<b>Total</b>	<b>836.429,11</b>	<b>418.214,55</b>

*Fuente: Elaboración Propia*

4. **Retribución de la actividad de transporte por el coste de adquisición del gas de operación incluido en la retribución por O&M**, porque vista la evolución del mercado y el precio medio ponderado de las adquisiciones de gas de operación realizadas por el GTS en MIBGAS en 2021 (55,06 €/MWh), el precio a futuro utilizado para valorar las adquisiciones de gas operación para el año natural 2021 con motivo de la Resolución de 11 de febrero de 2021 (14,50 €/MWh) ha quedado claramente desfasado.

Por ello, se considera conveniente realizar un ajuste de la retribución considerada inicialmente utilizando el citado coste medio ponderado de las adquisiciones realizadas por el GTS, el impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh) y el consumo de gas de operación que hubo en el año 2021 según la información facilitada al sistema de liquidaciones para realizar las liquidaciones provisionales 11/2021 y 4/2022.

El cuadro siguiente recoge la información y cálculos indicados.

**CONFIDENCIAL(DE)**

**Cuadro 49. Ajuste Retribución provisional de la actividad de transporte por gas de operación del año de gas 2021**

En Euros	Gas Adquirido en año natural 2021 (MWh)	Coste a Precio adquisición 2021 por el GTS (A)	Retribución Provisional Gas Operación 3/4 (A)	Retribución Provisional Resol 11 feb 2021	Ajuste
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	917.559,31	51.016.083,42	38.262.062,57	9.087.008,96	29.175.053,60
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.589,01	699.945,85	524.959,39	152.118,89	372.840,50
Regasificadora Noroeste, S.A.	78,15	4.345,07	3.258,80	786,22	2.472,58
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.580,23	87.860,14	65.895,11	16.305,86	49.589,24
Redexis Infraestructuras, S.L.	7.221,93	401.537,62	301.153,22	76.845,13	224.308,09
Redexis, S.A.	5.471,92	304.237,31	228.177,98	51.594,85	176.583,13
Redexis Gas Murcia, S.A.	192,63	10.710,41	8.032,80	672,89	7.359,91
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	266,59	14.822,34	11.116,76	2.546,50	8.570,26
NEDGIA CEGAS, S.A.	14,16	787,29	590,47	124,03	466,44
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	196,85	10.944,59	8.208,44	2.108,50	6.099,95
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	2.121,82	117.972,75	88.479,56	19.050,19	69.429,38
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	93,85	5.217,82	3.913,36	5.858,85	-1.945,49
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.	432,25	24.032,89	18.024,67	6.773,81	11.250,86
<b>Total</b>	<b>947.818,68</b>	<b>52.698.497,50</b>	<b>39.523.873,13</b>	<b>9.421.794,66</b>	<b>30.102.078,47</b>

Fuente: Elaboración Propia

5. **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 el año de gas 2021, que se han remitido a esta Comisión como establece el artículo 15 de la Circular 9/2019.

Vistos los mismos, 7 ERMs de transporte de ENAGAS no han acreditado la disponibilidad efectiva debiéndose minorar la retribución por este concepto en 56.233,31 € para el año de gas 2021.

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

6. **La retribución de la actividad de distribución** como consecuencia del nuevo valor de retribución para el año 2020 y la información actualizada sobre el mercado atendido durante 2021. Dada la necesidad de una mayor explicación que en los ajustes anteriores, se desarrolla a continuación en un epígrafe independiente.

CONFIDENCIAL(DE)

## 7.1. Ajuste de la retribución 2021 de distribución

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

- Una nueva retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE), aplicando lo descrito en el epígrafe 5.1 de esta memoria y la ratio 273/365 correspondiente a los días del periodo 1 de enero a 30 de septiembre dentro del año de gas 2021 (1 de octubre de 2020 a 30 de septiembre 2021).
- Un nuevo valor por la regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 por variación del procedimiento de cálculo de la Circular, respecto al Anexo X de la Ley 18/2014 (disposición transitoria primera de la Circular 4/2020), aplicando lo descrito en el epígrafe 5.4 de esta memoria y la ratio 273/365.
- Un nuevo valor de la retribución por desarrollo de mercado, cuyo cálculo se desarrolla con más detalle posteriormente.
- La retribución por el gas natural facturado o refacturado en el año de gas 2021 correspondiente de ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, cuyo cálculo se desarrolla con más detalle posteriormente.

Atendiendo a anterior, el siguiente cuadro muestra la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2021 (1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 10 de mayo de 2021 serían las siguientes.

**Cuadro 50. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021**

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT Primera	Ajuste por Refacturaciones Ejercicios antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 10 may 2021	Ajuste Retribución Distribución 2021
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	8.822.938,98	401.605,37	659.369,44		19.828,03	-20.039,00	<b>9.883.702,82</b>	9.650.369,76	<b>233.333,06</b>
Domus Mil Natural, S.A.	69.178,62	16.648,92	0,00		4.985,05	0,00	<b>90.812,59</b>	85.789,74	<b>5.022,85</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	76.385,74	-72.518,69	0,00		74,79	58.561,56	<b>62.503,40</b>	57.225,60	<b>5.277,80</b>
Madriñena Red De Gas, S.A.	89.419.967,38	3.422.780,39	15.629.535,86		89.005,48	-53.024,15	<b>108.508.264,96</b>	106.545.529,38	<b>1.962.735,58</b>
Redexis, S.A.	59.896.559,43	2.416.542,36	6.117.595,99		268.804,03	-80.932,05	<b>68.618.569,76</b>	66.924.941,35	<b>1.693.628,41</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	10.919.677,24	335.528,92	1.287.802,28		15.123,45	-617,71	<b>12.557.514,18</b>	12.238.574,00	<b>318.940,18</b>
Nortegas Energía Distribución, S.A.	61.272.618,99	3.941.477,29	12.186.900,71		99.413,14	28.889,19	<b>77.529.299,32</b>	74.532.201,63	<b>2.997.097,69</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	43.398.768,21	1.941.970,18	7.588.197,56		65.269,44	-7.040,22	<b>52.987.165,17</b>	51.559.072,33	<b>1.428.092,84</b>
Tolosa Gas, S.A.	468.349,81	25.366,30	79.914,45		972,33	770,33	<b>575.373,22</b>	578.107,28	<b>-2.734,06</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	39.164.755,70	523.751,80	6.785.023,43		-60.041,30	-99.876,38	<b>46.313.613,24</b>	45.733.114,83	<b>580.498,41</b>
Nedgia Baleares, S.A.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	33.885.016,44	1.894.408,54	2.137.509,45		57.333,74	-46.269,65	<b>37.927.998,52</b>	36.506.970,36	<b>1.421.028,16</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	54.121.031,33	2.094.891,08	4.084.021,99		78.885,78	-181.021,28	<b>60.197.808,90</b>	58.146.863,40	<b>2.050.945,50</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	229.957.983,71	9.820.095,08	53.084.246,96		32.875,93	-1.392.794,65	<b>291.502.407,03</b>	283.606.010,13	<b>7.896.396,90</b>
Nedgia Cegas, S.A.	71.300.964,88	5.269.506,21	15.153.304,24		-108.567,99	-278.716,84	<b>91.336.490,50</b>	86.542.745,46	<b>4.793.745,04</b>
Nedgia Galicia, S.A.	27.463.999,60	689.775,93	2.428.417,91		36.222,99	-111.307,28	<b>30.507.109,15</b>	30.293.839,56	<b>213.269,59</b>
Nedgia Madrid, S.A.	89.409.574,49	3.177.827,16	19.786.659,34		50.927,59	-476.353,97	<b>111.948.634,61</b>	110.430.752,08	<b>1.517.882,53</b>
Nedgia Navarra, S.A.	23.382.047,03	1.270.869,09	1.982.888,29		28.758,49	-71.970,74	<b>26.592.592,16</b>	25.334.158,46	<b>1.258.433,70</b>
Nedgia Rioja, S.A.	10.444.916,51	362.795,62	922.702,84		16.133,18	-38.147,98	<b>11.708.400,17</b>	11.275.482,81	<b>432.917,36</b>
Nedgia Aragon, S.A.	3.911.062,95	254.944,45	793.060,20		822,74	874,52	<b>4.960.764,86</b>	4.683.462,06	<b>277.302,80</b>
Nedgia, S.A.	9.381.985,70	1.387.110,46	1.680.432,15		74,79	17.664,31	<b>12.467.267,42</b>	11.048.052,36	<b>1.419.215,06</b>
<b>Total</b>	<b>866.767.782,75</b>	<b>39.175.376,46</b>	<b>152.387.583,08</b>	<b>0,00</b>	<b>696.901,68</b>	<b>-2.751.351,99</b>	<b>1.056.276.291,98</b>	<b>1.025.773.262,57</b>	<b>30.503.029,40</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 7.1.1. Nueva retribución para el año gas 2021 por desarrollo de mercado

En relación con la retribución por desarrollo de mercado, para la caracterización del mercado que tiene incidencia en el cálculo se ha considerado:

- Para determinar la retribución por la variación de puntos de suministro conectados a redes con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar, tal y como se ha explicado en el epígrafe 5.2 y el anexo II de esta Memoria, se toma la última información disponible tanto para el año 2020 (liquidación definitiva 2020) como para el año 2021 (liquidación 11/2021). Se identifican los municipios que son considerados de reciente gasificación en cada año (aquellos con suministro de gas desde hace 5 años o menos) y se determinan el número de puntos de suministros en ellos. El número de puntos de suministro para el resto de los municipios se obtienen detrayendo el número obtenido al número total de puntos de suministro declarado en las liquidaciones.
- De acuerdo con la disposición transitoria segunda de la Circular, *“la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 se realizará tomando la variación de las cantidades de gas suministrado y facturado en el periodo entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 respecto al periodo entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de septiembre de 2020”*. La demanda entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 se recoge en la liquidación 11/2021 donde, de acuerdo con las instrucciones del

**CONFIDENCIAL(DE)**



sistema de liquidaciones se ha declarado el gas suministrado hasta septiembre que ha sido facturado por las distribuidoras hasta el mes de noviembre de 2021. Para las cantidades de gas suministrado y facturado en el periodo entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de septiembre de 2020 se considera que la mejor opción, tal y como han indicado algunos distribuidores, es tomar la información declarada para los periodos de peajes 26 y 27 de SIFCO<sup>37</sup>, al corresponderse concretamente con los consumos facturados entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2020. Se toma la información de la liquidación definitiva 2020..

Además, para establecer los incentivos provisionales por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y por la demanda de nuevos Puntos de Suministro conectados en 2021 a redes de Presión entre 4 y 60 bar, se utiliza la información disponible en la liquidación 11/2021.

En el Cuadro 51 se recoge, por empresa, la caracterización del mercado para el cálculo, mientras el Cuadro 52 recoge el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021.

---

<sup>37</sup> De acuerdo con las instrucciones de SIFCO, Periodo de Peaje “es el periodo temporal en el que se realiza el acceso por terceros al sistema gasista, donde no se produce ningún cambio de año, ni de peaje o canon de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, ni de las cuotas o tasas incluidas en los peajes o cánones. El periodo de peaje es único, lo cual implica que existirá uno nuevo cada vez que se produzca cualquier cambio, aunque afecte sólo a uno de los tipos de peaje o canon”. El código asignado al periodo de peaje se recoge en la Tabla 3 de sus instrucciones. Empezaron a numerarse el 19 de febrero de 2002.

**Cuadro 51. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2021**

	Puntos de Suministro (PS) conectados a redes P<4bar en Municipio Reciente Gasificación			Puntos de Suministro (PS) conectados a redes P<4bar en Resto Municipios Gasificados			Total Puntos de Suministro (PS) conectados a redes P<4bar		
	a 31-dic-2020	a 30-sept-2021	ΔPS	a 31-dic-2020	a 30-sept-2021	ΔPS	a 31-dic-2020	a 31-dic-2021	Variación
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11	58	47	78.297	78.955	1.572	78.308	79.013	705
Domus Mil Natural, S.A.	487	586	99	0	0	-286	487	586	99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	83	85	3	83	85	2
Madriñena Red De Gas, S.A.	476	0	-476	889.448	891.789	3.686	889.924	891.789	1.865
Redexis, S.A.	15.367	12.927	-2.440	517.521	526.890	11.419	532.888	539.817	6.929
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.233	1.417	184	97.688	97.462	285	98.921	98.879	-42
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.091	1.101	10	552.752	555.773	4.596	553.843	556.874	3.031
Ned España Distribución Gas, S.A.U	210	56	-154	406.339	408.499	3.214	406.549	408.555	2.006
Tolosa Gas, S.A	0	0	0	5.176	5.208	49	5.176	5.208	32
Nedgia Andalucía, S.A.	0	0	0	406.719	401.120	-7.031	406.719	401.120	-5.599
Nedgia Balears, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	4.427	2.862	-1.565	268.898	271.310	2.095	273.325	274.172	847
Nedgia Castilla Y León, S.A.	7.349	4.187	-3.162	454.544	458.968	2.834	461.893	463.155	1.262
Nedgia Catalunya, S.A.	12.910	9.667	-3.243	2.172.208	2.165.403	-14.641	2.185.118	2.175.070	-10.048
Nedgia Cegas, S.A.	814	496	-318	643.109	632.326	-13.586	643.923	632.822	-11.101
Nedgia Galicia, S.A.	11.486	5.377	-6.109	281.060	287.335	531	292.546	292.712	166
Nedgia Madrid, S.A.	837	469	-368	902.261	901.021	-693	903.098	901.490	-1.608
Nedgia Navarra, S.A.	0	0	0	150.908	151.786	1.529	150.908	151.786	878
Nedgia Rioja, S.A.	1.299	411	-888	88.739	90.004	694	90.038	90.415	377
Nedgia Aragon, S.A	0	0	0	1.742	1.749	6	1.742	1.749	7
Nedgia, S.A	0	0	0	4	6	-4	4	6	2
<b>Total</b>	<b>57.997</b>	<b>39.614</b>	<b>-18.383</b>	<b>7.917.496</b>	<b>7.925.689</b>	<b>8.193</b>	<b>7.975.493</b>	<b>7.965.303</b>	<b>-10.190</b>

	Demanda (MWh) de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Consumo<50MWh/año			Demanda (MWh) de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Consumo>50MWh/año			Demanda (MWh) de Puntos Suministro conectados a red P<4bar y Consumo>8.000 MWh/año (peaje3.5)			Demanda (MWh) de Puntos Suministro conectados a red de P entre 4bar y 60 bar			Demanda (MWh) de Puntos Suministro conectados a red de P > 60 bar		
	Demanda anual		Δ Demanda Provisional	Demanda anual		Δ Demanda Provisional	Demanda anual		Δ Demanda Provisional	Demanda anual		Δ Demanda Provisional	Demanda anual		Δ Demanda Provisional
	Liq DEF/20	Liq 11/21		Liq DEF/20	Liq 11/21		Liq DEF/20	Liq 11/21		Liq DEF/20	Liq 11/21		Liq DEF/20	Liq 11/21	
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	205.747	221.268	15.520	94.757	110.219	15.462	14.957	15.992	1.036	1.331.605	1.471.354,6	139.750	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	3.808	3.723	-85	8.109	7.984	-125	0	8.620	8.620	0	0,0	0	0	0	0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	51	11	-39	16.931	1.001	-15.930	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0
Madriñena Red De Gas, S.A.	3.684.960	3.920.640	235.680	1.735.578	2.016.306	280.728	371.489	428.824	57.335	637.354	706.649,4	69.295	0	0	0
Redexis, S.A.	1.611.807	1.746.754	134.947	1.443.241	1.627.737	184.495	320.157	397.237	77.080	5.381.466	5.459.216,0	77.750	0	0	0
Redexis Gas Murcia, S.A.	204.243	212.272	8.029	125.986	135.885	9.900	51.912	64.833	12.921	1.366.142	1.528.662,3	162.520	15.857.616	15.287.278	-570.338
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.677.879	1.816.632	138.753	1.255.830	1.504.636	248.806	234.122	278.733	44.611	7.517.244	8.742.363,7	1.225.120	986	1.325	339
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.090.348	1.174.425	84.077	735.096	852.224	117.128	177.424	205.978	28.554	5.004.824	5.508.910,3	504.087	1.725.491	1.878.185	152.695
Tolosa Gas, S.A	17.426	19.052	1.626	9.802	12.323	2.520	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0
Nedgia Andalucía, S.A.	661.122	679.281	18.159	543.311	598.085	54.774	190.117	209.863	19.746	4.190.095	4.455.649,7	265.554	13.287.793	12.658.153	-629.640
Nedgia Balears, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.111.598	1.196.556	84.958	474.262	532.798	58.536	191.385	233.846	42.461	3.396.514	4.090.982,8	694.469	4.973.455	4.287.896	-685.559
Nedgia Castilla Y León, S.A.	1.906.491	2.061.752	155.261	1.578.786	1.774.112	195.327	426.975	455.211	28.236	15.153	13.047,5	-2.105	0	0	0
Nedgia Catalunya, S.A.	6.782.710	7.484.845	702.135	2.274.795	2.652.641	377.846	690.217	702.791	12.574	24.271.046	26.805.778,9	2.534.732	115.000	131.984	16.985
Nedgia Cegas, S.A.	1.299.515	1.405.121	105.605	543.578	633.565	89.987	153.354	155.341	1.987	14.175.818	17.786.614,2	3.610.797	5.207.074	4.258.494	-948.580
Nedgia Galicia, S.A.	801.086	854.997	53.911	518.555	594.254	75.699	120.292	141.502	21.211	182.586	203.137,7	20.552	0	0	0
Nedgia Madrid, S.A.	3.094.304	3.246.721	152.418	2.708.065	3.043.598	335.533	284.070	298.554	14.485	1.624.228	1.865.274,3	241.046	1.217.143	1.149.726	-67.417
Nedgia Navarra, S.A.	645.022	684.444	39.421	734.529	859.110	124.580	142.105	154.844	12.739	3.863.436	4.137.899,2	274.463	0	0	0
Nedgia Rioja, S.A.	342.379	367.386	25.007	274.488	302.441	27.953	54.938	58.325	3.387	465.835	498.548,1	32.713	608.298	1.310.931	702.634
Nedgia Aragon, S.A	10.207	10.644	437	10.781	5.925	-4.856	0	6.687	6.687	4.084.994	4.293.578,1	208.584	3.032.230	3.432.468	400.238
Nedgia, S.A	4.508	118	-4.390	0	0	0	0	0	0	10.947.365	12.057.586,2	1.110.222	2.650.258	2.005.509	-644.748
<b>TOTAL</b>	<b>25.155.212,5</b>	<b>27.106.643</b>	<b>1.951.431</b>	<b>15.086.479,6</b>	<b>17.264.844</b>	<b>2.178.364</b>	<b>3.423.512,3</b>	<b>3.817.180</b>	<b>393.668</b>	<b>88.455.705,0</b>	<b>99.625.253</b>	<b>11.169.548</b>	<b>48.675.343,4</b>	<b>46.401.951</b>	<b>-2.273.392</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 52. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2021 por Empresa**

Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Demanda en		Retribución por								
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 ≤ 8GW/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	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	Retribución por Desarrollo de Mercado Provisional	
							<b>70,66 €/PS</b>	<b>50,47 €/PS</b>	<b>7,57 €/MWh</b>	<b>4,54 €/MWh</b>	<b>1,26 €/MWh</b>	<b>0,5 €/MWh</b>	<b>0,5 €/MWh</b>		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	47	658	15.520	15.462	140.785	0	0	3.321,02	33.209,26	117.488,33	70.197,05	177.389,71	0,00	0,00	401.605,37
Domus Mil Natural, S.A.	99	0	-85	-125	8.620	0	0	6.995,34	0,00	-641,13	-566,66	10.861,37	0,00	0,00	16.648,92
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	2	-39	-15.930	0	0	0	0,00	100,94	-298,05	-72.321,58	0,00	0,00	0,00	-72.518,69
Madrileña Red De Gas, S.A.	-476	2.341	235.680	280.728	126.630	157	240.055	-33.634,16	118.150,27	1.784.098,32	1.274.506,32	159.553,99	78,27	120.027,38	3.422.780,39
Redexis, S.A.	-2.440	9.369	134.947	184.495	154.830	24.256	99.461	-172.410,40	472.853,43	1.021.546,16	837.609,39	195.085,46	12.128,03	49.730,29	2.416.542,36
Redexis Gas Murcia, S.A.	184	-226	8.029	9.900	175.441	0	14.313	13.001,44	-11.406,22	60.777,47	44.944,30	221.055,41	0,00	7.156,52	335.528,92
Nortegas Energía Distribución, S.A.	10	3.021	138.753	248.806	1.269.731	0	16.996	706,60	152.469,87	1.050.362,62	1.129.578,70	1.599.861,29	0,00	8.498,21	3.941.477,29
Ned España Distribución Gas, S.A.U	-154	2.160	84.077	117.128	532.640	0	8.975	-10.881,64	109.015,20	636.462,72	531.759,37	671.126,98	0,00	4.487,55	1.941.970,18
Tolosa Gas, S.A	0	32	1.626	2.520	0	0	0	0,00	1.615,04	12.308,44	11.442,82	0,00	0,00	0,00	25.366,30
Nedgia Andalucía, S.A.	0	-5.599	18.159	54.774	285.300	3	121.427	0,00	-282.581,53	137.465,95	248.673,77	359.478,38	1,49	60.713,74	523.751,80
Nedgia Ballears, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-1.565	2.412	84.958	58.536	736.930	61.230	30.458	-110.582,90	121.733,64	643.130,97	265.751,56	928.531,23	30.615,12	15.228,92	1.894.408,54
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-3.162	4.424	155.261	195.327	26.131	0	3	-223.426,92	223.279,28	1.175.329,17	886.782,79	32.925,03	0,00	1,73	2.094.891,08
Nedgia Catalunya, S.A.	-3.243	-6.805	702.135	377.846	2.547.306	20.394	284.615	-229.150,38	-343.448,35	5.315.162,37	1.715.420,98	3.209.606,17	10.196,97	142.307,32	9.820.095,08
Nedgia Cegas, S.A.	-318	-10.783	105.605	89.987	3.612.783	125.861	26.364	-22.469,88	-544.218,01	799.432,54	408.541,93	4.552.106,95	62.930,55	13.182,13	5.269.506,21
Nedgia Galicia, S.A.	-6.109	6.275	53.911	75.699	41.762	0	677	-431.661,94	316.699,25	408.105,85	343.673,85	52.620,31	0,00	338,61	689.775,93
Nedgia Madrid, S.A.	-368	-1.240	152.418	335.533	255.531	40	534.603	-26.002,88	-62.582,80	1.153.801,25	1.523.321,37	321.968,61	19,88	267.301,73	3.177.827,16
Nedgia Navarra, S.A.	0	878	39.421	124.580	287.202	0	1.331	0,00	44.312,66	298.420,68	565.595,43	361.874,78	0,00	665,54	1.270.869,09
Nedgia Rioja, S.A.	-888	1.265	25.007	27.953	36.100	0	0	-62.746,08	63.844,55	189.304,69	126.906,56	45.485,90	0,00	0,00	362.795,62
Nedgia Aragon, S.A	0	7	437	-4.856	215.270	4.175	0	0,00	353,29	3.308,07	-22.045,15	271.240,77	2.087,47	0,00	254.944,45
Nedgia, S.A	0	2	-4.390	0	1.110.222	226	42.505	0,00	100,94	-33.235,09	0,00	1.398.879,15	113,04	21.252,42	1.387.110,46
<b>Total</b>	<b>-18.383</b>	<b>8.193</b>	<b>1.951.431</b>	<b>2.178.364</b>	<b>11.563.215</b>	<b>236.342</b>	<b>1.421.784</b>	<b>-1.298.942,78</b>	<b>413.500,71</b>	<b>14.772.331,33</b>	<b>9.889.772,80</b>	<b>14.569.651,49</b>	<b>118.170,82</b>	<b>710.892,09</b>	<b>39.175.376,46</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

De acuerdo con el artículo 7.7 de la Circular 4/2020, “las cantidades de gas natural facturadas o refacturadas en el año de gas «a» correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, serán retribuidas de acuerdo con el anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre”. A continuación, se recoge el ajuste a realizar de acuerdo con la información de la liquidación 11/2021.

**Cuadro 53. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2021**

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

Fuente: Elaboración Propia

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

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

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

- La retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y costes de O&M a valores unitarios** asociada a las instalaciones puestas en servicio en 2021 que el titular solicita incluir en el régimen retributivo de forma provisional, cuyos valores se recogen a continuación.

**Cuadro 54.- Retribución año de gas 2022 asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo**

	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido Provisional	Retribución Provisional 2022			Total
				Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	
Transformación EM Abegondo G-2500 a EM-US	Regasificadora Noroeste, S.A.	7-10-2021	188.497,13	6.176,00	10.254,24	0,00	<b>16.430,24</b>
Transformación EM GUITIRIZ G-2500 a EM-US	Regasificadora Noroeste, S.A.	7-10-2021	188.497,13	6.176,00	10.254,24	0,00	<b>16.430,24</b>

Fuente: Elaboración Propia

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

**Cuadro 55.- Ajuste de Retribución 2022, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021**

Titular	Ajuste Retribución 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-66.776,82
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	-56.776,89
Redexis, S.A.	14.310,76

Fuente: Elaboración Propia

3. **La retribución por RCS de transporte** porque se ajustaron los valores del RCS devengado en 2020 como consecuencia de la inclusión definitiva de instalaciones en el régimen retributivo durante 2021.

El ajuste se obtiene aplicando el coeficiente correspondiente a 2022 (80%) recogido en disposición adicional octava de la Circular 9/2019, a la diferencia entre los valores provisionales de RCS de 2020 que se han determinado para cada empresa.

**Cuadro 56. Ajuste de la retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2022 (RCS<sub>a</sub><sup>e,A</sup>)**

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020			Ajuste a Retribución RCS 2022 (RCS <sub>e,2022</sub> <sup>2020</sup> ) (1-oct-21 a 30-sept-22)
	Nuevo Valor RCS	Resol CNMC 11-feb-2021	Ajuste	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	192.942.746,91	192.944.184,33	-1.437,42	-1.149,94
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.880.677,37	6.876.814,25	3.863,12	3.090,50
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.984.346,78	1.983.232,67	1.114,11	891,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	150.429,93	150.345,47	84,46	67,57
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.867.649,06	1.866.600,48	1.048,58	838,86
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.862.132,22	6.858.279,52	3.852,70	3.082,16
Redexis, S.A.	8.158.436,48	8.153.855,97	4.580,51	3.664,41
Redexis Gas Murcia, S.A.	552.667,04	552.356,75	310,29	248,23
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.023.870,66	1.023.295,81	574,85	459,88
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.115.807,42	1.115.180,95	626,47	501,18
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	990.192,34	989.636,40	555,94	444,75
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.133.332,16	1.132.695,86	636,30	509,04
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.359.261,72	5.375.636,28	-16.374,56	-13.099,65
NEDGIA NAVARRA, S.A.	397.646,86	397.423,60	223,26	178,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	543.890,02	543.584,66	305,36	244,29
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	35.466,16	35.446,24	19,92	15,94
NEDGIA, S.A.	28.710,20	28.694,08	16,12	12,90
<b>Total</b>	<b>230.027.263,30</b>	<b>230.027.263,32</b>	<b>0,01</b>	<b>0,01</b>

Fuente: Elaboración Propia

CONFIDENCIAL(DE)

4. **El incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre ( $IDS_{\alpha}^e$ ) por un importe idéntico al del año de gas 2023.**
5. **Retribución de la actividad de transporte por el coste de adquisición del gas de operación incluido en la retribución por O&M,** porque vista la evolución del mercado y el precio medio ponderado de las adquisiciones de gas de operación realizadas por el GTS en MIBGAS en 2022 hasta el 28 de febrero (85,75 €/MWh), el precio a futuro utilizado con motivo de la Resolución de 20 de mayo de 2021(17,86 €/MWh) ha quedado claramente desfasado.

Por ello, se considera conveniente realizar un ajuste del coste para el año de gas 2022 considerando:

- Un consumo de gas de operación equivalente al que hubo en 2021, tomando la información facilitada al sistema de liquidaciones para realizar la liquidación provisional 11/2021 y la liquidación provisional 4/2022.
- Un precio de adquisición para el año natural 2021 equivalente al coste medio ponderado de las adquisiciones realizadas por el GTS en dicho año (55,06 €/MWh).
- Un precio de adquisición para el año natural 2022 equivalente al promedio entre el coste medio ponderado de las adquisiciones realizadas por el GTS en 2022 (85,75 €/MWh) y el precio futuro previsto para el año 2023 (52,94 €/MWh)
- El impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh)

**Cuadro 57. Ajuste Retribución provisional año gas 2022 de la actividad de transporte por el coste de gas de operación**

En Euros	Gas Adquirido en año natural 2021 (MWh)	Coste a Precio adquisición 2021 por el GTS (A)	Coste a Precio adquisición 2022 (B)	Retribución Provisional Gas Operación 1/4 (A)+ 3/4 (B)	Retribución Provisional Resol 10 may 2021	Ajuste
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	917.559,31	51.016.083,42	64.121.837,09	<b>60.845.398,67</b>	14.146.870,88	<b>46.698.527,79</b>
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	12.589,01	699.945,85	879.758,13	<b>834.805,06</b>	236.822,28	<b>597.982,77</b>
Regasificadora Noroeste, S.A.	78,15	4.345,07	5.461,29	<b>5.182,23</b>	1.224,00	<b>3.958,23</b>
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.580,23	87.860,14	110.430,93	<b>104.788,23</b>	25.385,36	<b>79.402,88</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.	7.221,93	401.537,62	504.690,45	<b>478.902,24</b>	119.634,32	<b>359.267,93</b>
Redexis, S.A.	5.471,92	304.237,31	382.394,21	<b>362.854,99</b>	80.324,08	<b>282.530,91</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	192,63	10.710,41	13.461,85	<b>12.773,99</b>	1.047,58	<b>11.726,41</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	266,59	14.822,34	18.630,12	<b>17.678,18</b>	3.964,45	<b>13.713,73</b>
NEDGIA CEGAS, S.A.	14,16	787,29	989,54	<b>938,98</b>	193,09	<b>745,89</b>
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	196,85	10.944,59	13.756,20	<b>13.053,30</b>	3.282,56	<b>9.770,73</b>
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	2.121,82	117.972,75	148.279,31	<b>140.702,67</b>	29.657,78	<b>111.044,89</b>
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	93,85	5.217,82	6.558,24	<b>6.223,14</b>	9.121,20	<b>-2.898,06</b>
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
NEDGIA, S.A.	432,25	24.032,89	30.206,81	<b>28.663,33</b>	10.545,62	<b>18.117,70</b>
<b>Total</b>	<b>947.818,68</b>	<b>52.698.497,50</b>	<b>66.236.454,17</b>	<b>62.851.965,01</b>	<b>14.668.073,19</b>	<b>48.183.891,81</b>

Fuente: Elaboración Propia

CONFIDENCIAL(DE)

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

Por último, señalar que no se realizan ajustes por el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre ( $IDS_a^e$ ) porque, de acuerdo con la información del sistema de liquidaciones, en la liquidación provisional 4/2022 no ha existido facturación de gas desde la red de transporte a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular ni suministro de gas licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo.

### 8.1. Ajuste de la retribución 2022 de distribución

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

- Una nueva retribución base de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020 (RDE).
- Un nuevo valor por la regularización de la retribución por desarrollo de mercado de 2020 por variación del procedimiento de cálculo de la Circular, respecto al Anexo X de la Ley 18/2014 (disposición transitoria primera de la Circular 4/2020).
- Un nuevo valor de la retribución por desarrollo de mercado. En cuyo cálculo, se ha considerado para la caracterización del mercado que tiene incidencia la última información disponible tanto para el año 2020 (liquidación definitiva 2020) como para el año 2022 (liquidación 05/2022). Es decir, la misma información que la utilizada para determinar la retribución para 2023 por este mismo concepto. Por tanto, la caracterización del mercado y el cálculo de la retribución por desarrollo de mercado por empresa del año de gas 2022 coinciden con el año de gas 2023.

Idéntica circunstancia sucede al establecer los incentivos provisionales por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y por la demanda de nuevos Puntos de Suministro conectados en 2022 a redes de Presión entre 4 y 60 bar.

- La retribución por el gas natural facturado o refacturado en el año de gas 2022 correspondiente de ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, cuyo cálculo se desarrolla a continuación.

**Cuadro 58. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2022**

	Demanda (MWh) facturada antes 1-ene-21 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	-1.840,30
Domus Mil Natural, S.A.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	502	1.066	0	0	3.761,54	4.798,33	0,00	0	8.559,87
Madrileña Red De Gas, S.A.	-4.898	-987	0	0	-36.737,99	-4.443,22	0,00	0	-41.181,21
Redexis, S.A.	-2.501	-292	1.053	0	-18.758,66	-1.311,97	1.315,90	0	-18.754,73
Redexis Gas Murcia, S.A.	-962	-154	0	0	-7.217,75	-694,73	0,00	0	-7.912,48
Nortegas Energía Distribución, S.A.	-416	692	0	0	-3.116,27	3.114,81	0,00	0	-1,46
Ned España Distribución Gas, S.A.U.	-608	64	0	0	-4.563,44	289,32	0,00	0	-4.274,12
Tolosa Gas, S.A.	-21	0	0	0	-160,99	0,00	0,00	0	-160,99
Nedgia Andalucía, S.A.	-2.613	-172	0	75	-19.600,39	-773,63	0,00	0	-20.374,02
Nedgia Ballears, S.A.	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	-1.318	-433	54	0	-9.886,43	-1.946,40	66,96	0	-11.765,87
Nedgia Castilla Y León, S.A.	-3.417	-405	-25	0	-25.630,85	-1.820,99	-31,44	0	-27.483,28
Nedgia Catalunya, S.A.	-35.552	-2.134	2.864	0	-266.636,60	-9.602,71	3.580,10	0	-272.659,21
Nedgia Cegas, S.A.	-10.231	-58	655	0	-76.730,12	-262,79	818,60	0	-76.174,31
Nedgia Galicia, S.A.	-3.020	-395	0	0	-22.647,55	-1.778,93	0,00	0	-24.426,48
Nedgia Madrid, S.A.	-11.721	-931	4	0	-87.908,53	-4.189,00	5,47	0	-92.092,06
Nedgia Navarra, S.A.	-1.030	210	0	0	-7.721,40	942,98	0,00	0	-6.778,42
Nedgia Rioja, S.A.	-924	-3	0	0	-6.930,95	-15,71	0,00	0	-6.946,66
Nedgia Aragon, S.A.	-10	0	-2	0	-75,80	0,00	-2,05	0	-77,85
Nedgia, S.A.	0	0	2.487	3	0,00	0,00	3.109,03	0	3.109,03
<b>Total</b>	<b>-78.987</b>	<b>-3.932</b>	<b>7.090</b>	<b>77</b>	<b>-592.402,48</b>	<b>-17.694,64</b>	<b>8.862,57</b>	<b>0</b>	<b>-601.234,55</b>

Fuente: Elaboración Propia

Atendiendo a anterior, el siguiente cuadro muestra la retribución provisional de las empresas que desarrollan la actividad de distribución para el año de gas 2022 (1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022), desglosado por concepto retributivo, y el ajuste necesario aplicar a la retribución recogida en la Resolución de 10 de mayo de 2021 serían las siguientes.



**Cuadro 59. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2022**

	Retribución Base Anual (RDE)	Retribución. Desarrollo Mercado (RDM)	Retribución Transitoria (RTD)	Incentivo Mermas (IM)	Regularización DT Primera	Ajuste por Refacturaciones Ejercicios antes 2021	Nueva Retribución Distribución (RD)	Retribución Distribución según Resolución 10 may 2021	Ajuste Retribución Distribución 2022
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	11.796.237,10	444.996,83	724.013,50	0,00	26.510,00	-1.840,30	<b>12.989.917,13</b>	12.694.993,91	<b>294.923,22</b>
Domus Mil Natural, S.A.	92.491,56	132.357,92	0,00	0,00	6.665,00	0,00	<b>231.514,48</b>	110.777,59	<b>120.736,89</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.127,45	10.506,01	0,00	0,00	100,00	8.559,87	<b>121.293,33</b>	82.992,52	<b>38.300,81</b>
Madrialeña Red De Gas, S.A.	119.554.168,84	-1.311.139,51	17.161.843,30	0,00	119.000,00	-41.181,21	<b>135.482.691,42</b>	138.244.467,63	<b>-2.761.776,21</b>
Redexis, S.A.	80.081.480,56	3.126.848,23	6.717.360,30	0,00	359.390,00	-18.754,73	<b>90.266.324,36</b>	87.819.285,88	<b>2.447.038,48</b>
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.599.568,47	460.653,06	1.414.057,40	0,00	20.220,00	-7.912,48	<b>16.486.586,45</b>	16.051.249,82	<b>435.336,63</b>
Nortegas Energía Distribución, S.A.	81.921.267,15	4.323.622,24	13.381.694,90	0,00	132.915,00	-1,46	<b>99.759.497,83</b>	96.407.613,35	<b>3.351.884,48</b>
Ned España Distribución Gas, S.A.	58.023.994,13	1.529.208,90	8.332.138,50	0,00	87.265,00	-4.274,12	<b>67.968.332,41</b>	66.950.234,75	<b>1.018.097,66</b>
Tolosa Gas, S.A.	626.181,98	42.089,32	87.749,20	0,00	1.300,00	-160,99	<b>757.159,51</b>	744.101,87	<b>13.057,64</b>
Nedgia Andalucía, S.A.	52.363.134,91	456.060,68	7.450.221,80	0,00	-80.275,00	-20.374,02	<b>60.168.768,37</b>	59.571.005,56	<b>597.762,81</b>
Nedgia Ballears, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>	0,00	<b>0,00</b>
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	45.304.142,86	1.628.037,21	2.347.069,20	0,00	76.655,00	-11.765,87	<b>49.344.138,40</b>	48.164.457,66	<b>1.179.680,74</b>
Nedgia Castilla Y León, S.A.	72.359.620,64	1.746.670,53	4.484.416,30	0,00	105.470,00	-27.483,28	<b>78.668.694,19</b>	76.800.301,19	<b>1.868.393,00</b>
Nedgia Catalunya, S.A.	307.452.981,88	6.881.407,15	58.288.584,90	0,00	43.955,00	-272.659,21	<b>372.394.269,72</b>	366.366.799,60	<b>6.027.470,12</b>
Nedgia Cegas, S.A.	95.329.128,87	5.339.326,36	16.638.922,30	0,00	-145.155,00	-76.174,31	<b>117.086.048,22</b>	112.074.553,04	<b>5.011.495,18</b>
Nedgia Galicia, S.A.	36.719.266,86	209.089,05	2.666.498,10	0,00	48.430,00	-24.426,48	<b>39.618.857,53</b>	39.858.219,86	<b>-239.362,33</b>
Nedgia Madrid, S.A.	119.540.273,59	-341.092,04	21.726.527,90	0,00	68.090,00	-92.092,06	<b>140.901.707,39</b>	142.546.521,85	<b>-1.644.814,46</b>
Nedgia Navarra, S.A.	31.261.711,23	1.684.759,91	2.177.289,10	0,00	38.450,00	-6.778,42	<b>35.155.431,82</b>	33.425.552,30	<b>1.729.879,52</b>
Nedgia Rioja, S.A.	13.964.815,12	521.462,78	1.013.163,90	0,00	21.570,00	-6.946,66	<b>15.514.065,14</b>	14.897.486,26	<b>616.578,88</b>
Nedgia Aragon, S.A.	5.229.076,84	450.573,34	870.811,20	0,00	1.100,00	-77,85	<b>6.551.483,53</b>	6.079.504,21	<b>471.979,32</b>
Nedgia, S.A.	12.543.680,52	818.555,84	1.845.180,40	0,00	100,00	3.109,03	<b>15.210.625,79</b>	14.374.520,63	<b>836.105,16</b>
<b>Total</b>	<b>1.158.865.350,56</b>	<b>28.153.993,81</b>	<b>167.327.542,20</b>	<b>0,00</b>	<b>931.755,00</b>	<b>-601.234,55</b>	<b>1.354.677.407,02</b>	<b>1.333.264.639,48</b>	<b>21.412.767,54</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 9. 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 2022

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.

CONFIDENCIAL(DE)

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

Cuadro 23. Retribución provisional año natural 2022 por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX .....	60
Cuadro 24. Retribución provisional año natural 2023 por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX .....	60
Cuadro 25. Retribución provisional año natural 2022 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( <b>RO&amp;Mne</b> ) .....	61
Cuadro 26. Retribución provisional año natural 2023 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( <b>RO&amp;Mne</b> ) .....	61
Cuadro 27. Retribución año de gas 2023 por operación y mantenimiento de las instalaciones ( <b>RO&amp;Mae</b> ) .....	62
Cuadro 28. Retribución provisional año gas por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ( <b>REVUae</b> ), para año de gas 2023.....	63
Cuadro 29. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2023 ( <b>RCSae, A</b> ) .....	64
Cuadro 30. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026 .....	65
Cuadro 31. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 ( <b>RMPae</b> ) .....	65
Cuadro 32. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ( <b>ARPEae</b> ) para año de gas 2023.....	66
Cuadro 33. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2023 .....	67
<b>Cuadro 34. Desglose de la Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2023 entre la imputable a la red troncal y el resto .....</b>	<b>67</b>
Cuadro 35. Determinación de la Retribución Base (RDE) provisional.....	69
Cuadro 36. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2023 .....	72
Cuadro 37. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2023 por Empresa .....	73
Cuadro 38. Retribución transitoria de distribución para el año de gas 2023 ( <b>RTDae</b> ) .....	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 2023.....	76
Cuadro 43.- Ajuste de Retribución por Disponibilidad 2020, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021.....	77
Cuadro 53.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por la actividad de transporte, desglosada por empresa .....	77
Cuadro 43. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014.....	81
Cuadro 44. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014 .....	82
Cuadro 45. Detalle del ajuste de la Retribución 2020 por la actividad de distribución a publicar en BOE .....	83

Cuadro 46.- Ajuste de Retribución 2021, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021 .....	84
Cuadro 47. Ajuste de la retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2021 ( <b>RCSae, A</b> ) .....	84
Cuadro 48. Retribución Anual provisional por Incentivo de Desarrollo Sostenible (IDS) .....	85
Cuadro 49. Ajuste Retribución provisional de la actividad de transporte por gas de operación del año de gas 2021 .....	86
Cuadro 50. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021 .....	88
Cuadro 51. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2021 .....	90
Cuadro 52. Determinación Retribución por desarrollo de mercado de 2021 por Empresa .....	91
Cuadro 53. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2021 .....	92
Cuadro 54.- Retribución año de gas 2022 asociada a instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo .....	93
Cuadro 55.- Ajuste de Retribución 2022, desglosada por empresa, por Resoluciones de Inclusión Definitiva en el régimen retributivo del Ministerio en 2021 .....	93
Cuadro 56. Ajuste de la retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2022 ( <b>RCSae, A</b> ) .....	93
Cuadro 57. Ajuste Retribución provisional año gas 2022 de la actividad de transporte por el coste de gas de operación .....	94
Cuadro 58. Retribución por cantidades de gas de ejercicios anteriores a 1-ene-2021 facturadas en el año de gas 2022 .....	96
Cuadro 59. Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2022 .....	97

## **ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX**

CONFIDENCIAL(DE)

## **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 2023, 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 2023, 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

CONFIDENCIAL(DE)

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 transporte<sup>38</sup>, y entre el 2,53% y el 3,17% para regasificación<sup>39</sup> 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*

---

<sup>38</sup> 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 €.

<sup>39</sup> Los COPEX implícitos imputados en los VVUU tienen un valor de 4.141.353,23 €, cuando la retribución de O&M fija en 2020 fue de 130.717.724,33 € y la total de 163.983.032,16 €.

*forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente*". Por ello, no cabría aceptar que los transportistas justifiquen como posibles COPEX cualquier tipo de actuaciones necesarias para garantizar la disponibilidad de las instalaciones en el corto plazo, a fin de no limitar los servicios que se prestan sin poner en riesgo la propia seguridad de suministro<sup>40</sup>.

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

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

---

<sup>40</sup> Esta Comisión no tiene encomendada la función de impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte; ni la de aprobar procedimientos para garantizar la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones; ni la de establecer normas técnicas de seguridad y calidad industriales para las instalaciones de combustibles gaseosos, pues todas ellas recaen en otras autoridades, la CNMC únicamente establece la manera de retribuir a las empresas por el desempeño de su actividad, a través de un modelo retributivo que clasifica los gastos en los que incurren las empresas y calcula la retribución, en cumplimiento de las Leyes 34/1998 y 18/2014 y la Circular 9/2019. Por ello, la metodología retributiva ha de dotarse de los instrumentos necesarios para, la correcta clasificación de los costes admisibles y la trazabilidad de cómo son retribuidos cada uno, al objeto de cumplir con el principio de no pagar dos veces por el mismo concepto.

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

- Aquellas que no cumplen con los criterios de admisibilidad de costes del artículo 7 de la Circular 9/2019.
- Aquellas que se encuentran fuera del ámbito de las actividades reguladas de transporte y plantas de GNL (Ej. Actuaciones relativas al H<sub>2</sub> o actuaciones expresamente no reconocibles como las de I+D+i).

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

Teniendo en cuenta el apartado anterior, para la determinación definitiva como COPEX de 2022 se aplicarán los criterios que resultan de la Circular 9/2019 y de la Circular 8/2020 para que el coste pueda ser considerado COPEX, consistentes en lo siguiente:

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

CONFIDENCIAL(DE)

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.C<sup>41</sup>. (nuevos equipos y programas informáticos/digitales), cuando sean gastos directos o indirectos, se considerará que deberán estar directamente relacionados con nuevas funciones y/o exigencias regulatorias.

En cualquier caso, la determinación definitiva como COPEX de 2023 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)<sup>42</sup>.

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.

---

<sup>41</sup> Tecnologías de la Información y la Comunicación.

<sup>42</sup> Es decir, los costes directos o indirectos empleados en la realización de productos y servicios conexos, u otras actividades distintas de las reguladas; el inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas; los gastos (costes e inversiones) en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i); aquellos gastos (costes e inversiones) asociados al cierre, el desmantelamiento o el retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica; el gasto (coste e inversión) de variantes realizadas por petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.) al trazado de una canalización de gas ya existente; los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión transporte–distribución o transporte primario– transporte secundario, o su ampliación, desde el 1 de noviembre de 2015; los costes directos o indirectos que correspondan al uso de las instalaciones de distribución y de almacenamiento subterráneo básico, y a la Gestión Técnica del Sistema u otras actividades con régimen económico regulado distinto al de las actividades de transporte y regasificación; y aquellos costes e inversiones que, en aplicación del artículo 91.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se tengan en consideración para establecer el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

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

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

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

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

CONFIDENCIAL(DE)

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

#### **4. Criterios de racionalidad de costes en los COPEX**

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

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

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

CONFIDENCIAL(DE)

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

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

Atendiendo al criterio de necesidad dado que la Comisión en ningún momento autoriza o deniega la realización de las actuaciones de ampliación, modificación, mejora, adaptación, sustitución, mantenimiento de las instalaciones ni parciales ni integrales<sup>43</sup>; 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.

---

<sup>43</sup> Al respecto debe tenerse en consideración el régimen de autorización previsto en el artículo 67 de la Ley 34/1998 y desarrollado en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.



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

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

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

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

En julio de 2022, las empresas volverán a comunicar nuevos gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir para 2023 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 2023 con posterioridad al momento de publicación de la Resolución de Retribución del año de gas 2023, 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 2023, las cuantías de retribución anual provisional

recogidas en la Memoria de la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la CNMC<sup>44</sup>, para COPEX iniciados y finalizados en 2021.

En cualquier caso, dichos importes son valores provisionales por COPEX a cuenta de su posterior acreditación, y a falta de poder basarse en valores auditados de años anteriores, en los términos establecidos en el artículo 12.3 de la Circular 9/2019. Todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que conlleven las posteriores auditorías, justificaciones, análisis de mayor detalle, etc., que den lugar al reconocimiento definitivo de la retribución por COPEX para 2023 en la cuantía que proceda.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, se mantendrán para el año natural 2023 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.

---

<sup>44</sup> Por la que se estableció la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

## **ANEXO II. RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2021**

## **ANEXO II.- RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD ASOCIADA A INSTALACIONES INCLUIDAS DE FORMA DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO POR RESOLUCIONES DE LA DGPEM DURANTE 2021**

### **1. Antecedentes**

Durante 2021, se dictaron una serie de Resoluciones de la DGPEM de inclusión en régimen retributivo<sup>45</sup> que se caracterizan por establecer los importes y ajustes hasta el año 2019 conforme con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

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

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

En los siguientes cuadros se recoge la retribución y los ajustes a realizar determinados por esta Comisión para cada una de las instalaciones recogidas en las Resoluciones de la DGPEM.

---

<sup>45</sup> Durante 2021, la DGPEM aprobó las siguientes resoluciones:

1. Resolución de 22 de junio 2021 que establece de forma definitiva la retribución de las instalaciones del Gasoducto Yeles-Seseña de REDEXIS GAS, puestas en servicio en 2017.
2. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de las instalaciones del Desdoblamiento del Gasoducto Almonte-Marismas de ENAGAS TRANSPORTE, puestas en servicio en 2009 y 2012.
3. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2011.
4. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2013.
5. Resolución de 27 de octubre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de ENAGAS TRANSPORTE puestas en servicio en 2014
6. Resolución de 13 de noviembre 2021 que establece de forma definitiva la retribución de posiciones y ERM/EMS de NEDGIA CATALUNYA puestas en servicio en 2012.

**Tabla 1. Retribución 2020 y ajuste de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por el Ministerio durante 2021**

	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido	Retribución Definitiva 2020				Retribución A cuenta 2020				Ajuste Retribución 2020
				Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	
Posición de Seccionamiento F-05.1 (Almonte) del Gto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTTE	4-ago.-09	364.228,85	9.105,72	13.904,44	0,00	<b>23.010,16</b>	19.834,10	30.286,67	0,00	<b>50.120,77</b>	-27.110,61
ERM G-250 en posición G-07.01 del Gto. Falces - Irurzun en el TM de Larraga (Navarra).	ENAGAS TPTTE	13-may.-11	512.197,12	17.073,24	19.118,61	49.815,00	<b>86.006,85</b>	10.668,90	11.947,03	49.815,00	<b>72.430,92</b>	13.575,93
ERM G-650 en posición G-07.02 del Gto Falces - Irurzun en el TM de Puente La Reina (Navarra).	ENAGAS TPTTE	13-may.-11	433.015,17	14.433,84	16.163,01	56.777,00	<b>87.373,85</b>	12.271,84	13.742,01	56.777,00	<b>82.790,85</b>	4.583,00
Modificación de Pos F-02 (Palos de la Frontera) en el Gto Huelva - Sevilla - Madrid	ENAGAS TPTTE	21-jun.-11	410.511,72	10.262,79	16.716,04	0	<b>26.978,83</b>	7.782,06	12.675,42	0	<b>20.457,47</b>	6.521,36
EM G-250 en posición F-02 del Gto. Huelva - Sevilla en el TM de Palos de la Frontera.	ENAGAS TPTTE	21-jun.-11	290.524,34	9.684,14	10.844,31	37.361,25	<b>57.889,70</b>	9.175,25	10.274,44	37.361,25	<b>56.810,94</b>	1.078,76
Modificación de Pos G-02 (Gallués/Galoze) en el Gto Larrau - Villar de Arnedo	ENAGAS TPTTE	22-jun.-11	457.534,34	11.438,36	18.630,80	0	<b>30.069,16</b>	10.645,34	17.339,13	0	<b>27.984,47</b>	2.084,69
EM-MUS reversible G-4000 en posición G-02 del Gto Larrau - Villar de Arnedo en el TM de Gallués.	ENAGAS TPTTE	22-jun.-11	1.913.522,52	63.784,08	71.425,42	82.301,25	<b>217.510,75</b>	31.256,37	35.000,88	82.301,25	<b>148.558,50</b>	68.952,25
Ampliación de Pos N-08 (Badajoz) en el Gasod. Córdoba - Badajoz	ENAGAS TPTTE	29-jun.-11	523.743,40	13.093,59	21.326,83	0	<b>34.420,42</b>	11.599,76	18.893,70	0	<b>30.493,46</b>	3.926,96
ERM G-400 en posición N-08 en el Gto Córdoba - Frontera con Portugal en el TM de Badajoz.	ENAGAS TPTTE	29-jun.-11	392.130,60	13.071,02	14.636,93	53.299,00	<b>81.006,95</b>	11.247,04	12.594,43	53.299,00	<b>77.140,47</b>	3.866,48
EM G-65 + sistema de control en posición B21 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Vallecas -Madrid.	ENAGAS TPTTE	7-oct.-11	699.659,23	23.321,97	26.115,95	29.775,75	<b>79.213,67</b>	8.594,74	9.624,39	29.775,75	<b>47.994,88</b>	31.218,79
EM G-1600 en pos. M-05 del Gto Almería - Lorca en el TM de Huércal-Overa (Almería).	ENAGAS TPTTE	17-nov.-11	536.275,51	17.875,85	20.017,38	57.738,00	<b>95.631,23</b>	14.504,51	16.242,15	57.738,00	<b>88.484,66</b>	7.146,57
ERM G-4.000 en posición T-07 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Navalcarnero (Madrid).	ENAGAS TPTTE	24-nov.-11	1.038.705,50	34.623,52	38.771,41	109.735,00	<b>183.129,93</b>	27.533,80	30.832,35	109.735,00	<b>168.101,15</b>	15.028,78
Ampliación de Pos D-15 (Siero) en el Gasod. Burgos-Santander-Asturias	ENAGAS TPTTE	15-dic.-11	316.422,59	7.910,56	12.884,73	0	<b>20.795,29</b>	3.964,37	6.457,16	0	<b>10.421,53</b>	10.373,76
ERM G-250 en pos. D-15 del Gasod. Burgos-Santander-Asturias en el TM de Careses - Siero (Asturias).	ENAGAS TPTTE	15-dic.-11	323.360,12	10.778,67	12.069,96	49.815,00	<b>72.663,63</b>	10.668,90	11.947,03	49.815,00	<b>72.430,92</b>	232,71
DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS	ENAGAS TPTTE	27-jun.-12	3.184.432,21	79.610,81	133.722,27	67.108,53	<b>280.441,60</b>	86.432,93	145.181,40	67.108,53	<b>298.722,86</b>	-18.281,26
Posición F-05.1 (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS de 16" DE DIAMETRO	ENAGAS TPTTE	4-ago.-09	274.887,24	6.872,18	10.493,82	0	<b>17.366,00</b>					17.366,00
Ampliación Posición F-05D (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS en 30" Diametro	ENAGAS TPTTE	23-jul.-12	452.988,13	11.324,70	19.022,10	0	<b>30.346,81</b>					30.346,81
Ampliación Posición F-05 (Almonte) del del Gasoducto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTTE	23-jul.-12	280.796,74	7.019,92	11.791,36	0	<b>18.811,28</b>	19.932,79	33.481,10	0	<b>53.413,89</b>	-34.602,61
Nueva Posición A-8.6.A (Huelva) en el GASOD. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTTE	18-ene.-13	197.635,93	4.940,90	8.550,72	0	<b>13.491,62</b>	3.247,57	5.620,24	0	<b>8.867,80</b>	4.623,82
Nueva EM G-160 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTTE	18-ene.-13	222.075,37	7.402,51	9.042,91	35.809,50	<b>52.254,92</b>	8.968,42	10.955,82	35.809,50	<b>55.733,74</b>	-3.478,82
Nueva EM G-250 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTTE	18-ene.-13	326.325,10	10.877,50	13.287,96	37.361,25	<b>61.526,71</b>	9.257,93	11.309,49	37.361,25	<b>57.928,67</b>	3.598,04
Nueva ERM G-250 en la posición. M-09 en el T.M. de Moratalla del gasoducto Lorca-Chinchilla	ENAGAS TPTTE	12-abr.-13	423.697,00	14.123,23	17.252,94	49.815,00	<b>81.191,18</b>	10.765,04	13.150,57	49.815,00	<b>73.730,60</b>	7.460,58
AMPLIACIÓN 3ª Línea Adicional en la ERM G-100 de la Pos K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTTE	13-may.-13	90.732,41	3.024,41	3.694,62	0	<b>6.719,04</b>	2.752,14	3.362,01	0	<b>6.114,15</b>	604,89
AMPLIACIÓN a ERM G-100 de la ERM G-65 de la posición K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTTE	13-may.-13	4.175,83	139,19	170,04	3.500,00	<b>3.809,23</b>	109,23	133,44	3.500,00	<b>3.742,67</b>	66,56
Nueva Posición de Derivación T-05A (Valdemorillo) en el GASOD. SEMIANILLO SUROESTE TRAMO II	ENAGAS TPTTE	11-oct.-13	982.840,46	24.571,01	42.522,59	0	<b>67.093,60</b>	22.952,51	39.721,61	0	<b>62.674,12</b>	4.419,48
Nueva ERM G-1.000 en la posición T-05A en el T.M. de Valdemorillo del gasoducto Semianillo Suroeste Tramo II	ENAGAS TPTTE	11-oct.-13	528.796,02	17.626,53	21.532,57	67.930,00	<b>107.089,11</b>	13.960,08	17.053,63	67.930,00	<b>98.943,71</b>	8.145,40
Nueva ERM G-1.600 en la posición L-07 en el T.M. de Granada del gasoducto Granada - Motril	ENAGAS TPTTE	24-oct.-13	799.052,22	26.635,07	32.537,41	76.984,00	<b>136.156,48</b>	17.017,66	20.788,78	76.984,00	<b>114.790,44</b>	21.366,04
Nueva ERM G-650 en la posición 23 en el T.M. de Mediana Aragón del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas	ENAGAS TPTTE	31-oct.-13	617.271,02	20.575,70	25.135,28	56.777,00	<b>102.487,98</b>	12.382,40	15.126,33	56.777,00	<b>84.285,73</b>	18.202,25
Modificación de la Posición I-008 del GASOD. LLANERA-VILLALBA	ENAGAS TPTTE	14-oct.-14	344.613,17	8.615,33	15.348,21	0	<b>23.963,54</b>	7.807,41	13.908,91	0	<b>21.716,32</b>	2.247,22
ERM G-1000 POS. J02 GASOD. ALGETE - YELA (GUADALAJARA)	ENAGAS TPTTE	22-may.-14	559.474,00	18.649,13	23.731,02	67.930,00	<b>110.310,16</b>	13.880,50	17.662,94	67.930,00	<b>99.473,44</b>	10.836,72
EM MUS G-1600 POS. 33A NAVARRETE (LA RIOJA)	ENAGAS TPTTE	11-jul.-14	955.601,34	31.853,38	40.533,42	57.738,00	<b>130.124,80</b>	19.208,35	24.442,63	57.738,00	<b>101.388,98</b>	28.735,82
EM G-1000 POS. I-008 GASOD. LLANERA-VILLALBA (RIBADEO)	ENAGAS TPTTE	14-oct.-14	356.142,02	11.871,40	15.106,36	50.947,50	<b>77.925,26</b>	11.937,23	15.190,13	50.947,50	<b>78.074,86</b>	-149,60
ERM G-1600 (80/16) EN POSICIÓN D-16.1 (GIJÓN)	ENAGAS TPTTE	25-nov.-14	618.863,50	20.628,78	26.250,13	76.984,00	<b>123.862,91</b>	14.713,63	18.720,10	76.984,00	<b>110.420,73</b>	13.442,18
Pos Secc. VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	21-feb.-12	42.561,41	1.064,04	1.787,26	0	<b>2.851,30</b>	5.496,94	9.233,21	0	<b>14.730,15</b>	-11.878,85
ERP-03.39 (G-400) en Pos VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	21-feb.-12	262.764,91	8.758,83	10.253,96	40.507,24	<b>59.520,03</b>	16.485,71	19.299,83	58.507,84	<b>94.293,38</b>	-34.773,35
Pos Seccionamiento VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	31.115,07	777,88	1.306,60	0	<b>2.084,48</b>	7239,98	12.160,99	0	<b>19.400,97</b>	-17.316,49
ERP-03.36 (G-400) en Pos VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	310.687,27	10.356,24	12.124,05	40.507,24	<b>62.987,54</b>	10.993,62	12.870,24	40.507,24	<b>64.371,10</b>	-1.383,56
Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	1.217.079,78	30.426,99	58.851,89	18.193,46	<b>107.472,35</b>	27.814,57	53.798,94	18.193,46	<b>99.806,98</b>	7.665,37
Pos YESE-01 de Derivacion (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	254.636,86	6.365,92	12.312,97	0	<b>18.678,89</b>	3.256,35	6.298,42	0	<b>9.554,77</b>	9.124,12
ERM G-650 en Pos YESE-01 (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	277.403,71	9.246,79	13.178,53	43.150,52	<b>65.575,84</b>	10.384,76	14.800,35	43.150,52	<b>68.335,63</b>	-2.759,79

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 2. Retribución 2021 y ajuste de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por el Ministerio durante 2021**

	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido	Retribución Definitiva 2021				Retribución A cuenta 2021				Ajuste Retribución 2021
				Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	
Posición de Seccionamiento F-05.1 (Almonte) del Gto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTE	4-ago.-09	364.228,85	6.903,85	10.744,37	0,00	<b>17.648,22</b>	15.037,98	23.403,41	0,00	<b>38.441,39</b>	<b>-20.793,17</b>
ERM G-250 en posición G-07.01 del Gto. Falces - Irurzun en el TM de Larraga (Navarra).	ENAGAS TPTE	13-may.-11	512.197,12	13.161,34	14.588,27	25.995,75	<b>53.745,36</b>	8.224,39	9.116,07	25.995,75	<b>43.336,20</b>	<b>10.409,16</b>
ERM G-650 en posición G-07.02 del Gto Falces - Irurzun en el TM de Puente La Reina (Navarra).	ENAGAS TPTE	13-may.-11	433.015,17	11.126,69	12.333,03	29.628,84	<b>53.088,56</b>	9.460,06	10.485,71	29.628,84	<b>49.574,61</b>	<b>3.513,95</b>
Modificación de Pos F-02 (Palos de la Frontera) en el Gto Huelva - Sevilla - Madrid	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	410.511,72	7.805,00	12.944,82	0,00	<b>20.749,82</b>	5.918,36	9.815,78	0,00	<b>15.734,14</b>	<b>5.015,68</b>
EM G-250 en posición F-02 del Gto. Huelva - Sevilla en el TM de Palos de la Frontera.	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	290.524,34	7.426,32	8.274,64	19.496,81	<b>35.197,78</b>	7.036,08	7.839,82	19.496,81	<b>34.372,70</b>	<b>825,08</b>
Modificación de Pos G-02 (Gallués/Galozé) en el Gto Larrau - Villar de Arnedo	ENAGAS TPTE	22-jun.-11	457.534,34	8.698,25	14.427,60	0,00	<b>23.125,85</b>	8.095,20	13.427,34	0,00	<b>21.522,54</b>	<b>1.603,31</b>
EM-MUS reversible G-4000 en posición G-02 del Gto Larrau - Villar de Arnedo en el TM de Gallués.	ENAGAS TPTE	22-jun.-11	1.913.522,52	48.906,53	54.500,48	42.948,57	<b>146.355,58</b>	23.965,86	26.707,08	42.948,57	<b>93.621,52</b>	<b>52.734,06</b>
Ampliación de Pos N-08 (Badajoz) en el Gasod. Córdoba - Badajoz	ENAGAS TPTE	29-jun.-11	523.743,40	9.950,70	16.515,39	0,00	<b>26.466,10</b>	8.815,45	14.631,19	0,00	<b>23.446,63</b>	<b>3.019,47</b>
ERM G-400 en posición N-08 en el Gto Córdoba - Frontera con Portugal en el TM de Badajoz.	ENAGAS TPTE	29-jun.-11	392.130,60	10.012,85	11.168,57	27.813,86	<b>48.995,28</b>	8.615,62	9.610,06	27.813,86	<b>46.039,54</b>	<b>2.955,74</b>
EM G-65 + sistema de control en posición B21 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Vallecas -Madrid.	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	699.659,23	17.629,86	19.927,52	15.538,35	<b>53.095,74</b>	6.497,05	7.343,80	15.538,35	<b>29.379,20</b>	<b>23.716,54</b>
EM G-1600 en pos. M-05 del Gto Almería - Lorca en el TM de Huércal-Overa (Almería).	ENAGAS TPTE	17-nov.-11	536.275,51	13.440,30	15.274,07	30.130,34	<b>58.844,70</b>	10.905,49	12.393,42	30.130,34	<b>53.429,24</b>	<b>5.415,46</b>
ERM G-4.000 en posición T-07 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Navalcarnero (Madrid).	ENAGAS TPTE	24-nov.-11	1.038.705,50	26.008,47	29.584,15	57.264,76	<b>112.857,38</b>	20.682,82	23.526,33	57.264,76	<b>101.473,90</b>	<b>11.383,48</b>
Ampliación de Pos D-15 (Siero) en el Gasod. Burgos-Santander-Asturias	ENAGAS TPTE	15-dic.-11	316.422,59	5.921,90	9.977,87	0,00	<b>15.899,77</b>	2.967,75	5.000,39	0,00	<b>7.968,14</b>	<b>7.931,63</b>
ERM G-250 en pos. D-15 del Gasod. Burgos-Santander-Asturias en el TM de Careses - Siero (Asturias).	ENAGAS TPTE	15-dic.-11	323.360,12	8.074,50	9.209,86	25.995,75	<b>43.280,11</b>	7.992,26	9.116,07	25.995,75	<b>43.104,08</b>	<b>176,03</b>
DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS	ENAGAS TPTE	27-jun.-12	3.184.432,21	60.476,52	103.655,10	29.163,00	<b>193.294,62</b>	65.658,97	112.537,67	29.163,00	<b>207.359,64</b>	<b>-14.065,02</b>
Posición F-05.1 (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS de 16" DE DIAMETRO	ENAGAS TPTE	4-ago.-09	274.887,24	5.210,41	8.108,89	0,00	<b>13.319,29</b>					<b>13.319,29</b>
Ampliación Posición F-05D (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS en 30" Diametro	ENAGAS TPTE	23-jul.-12	452.988,13	8.583,43	14.745,02	0,00	<b>23.328,45</b>					<b>23.328,45</b>
Ampliación Posición F-05 (Almonte) del del Gasoducto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTE	23-jul.-12	280.796,74	5.320,67	9.140,10	0,00	<b>14.460,76</b>	15.107,83	25.952,95	0,00	<b>41.060,77</b>	<b>-26.600,01</b>
Nueva Posición A-8.6.A (Huelva) en el GASOD. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	197.635,93	3.802,87	6.634,20	0,00	<b>10.437,07</b>	2.499,56	4.360,54	0,00	<b>6.860,10</b>	<b>3.576,97</b>
Nueva EM G-160 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	222.075,37	5.772,53	6.927,49	18.687,04	<b>31.387,05</b>	6.993,63	8.392,91	18.687,04	<b>34.073,57</b>	<b>-2.686,52</b>
Nueva EM G-250 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	326.325,10	8.482,35	10.179,48	19.496,81	<b>38.158,64</b>	7.219,39	8.663,84	19.496,81	<b>35.380,04</b>	<b>2.778,60</b>
Nueva ERM G-250 en la posición. M-09 en el T.M. de Moratalla del gasoducto Lorca-Chinchilla	ENAGAS TPTE	12-abr.-13	423.697,00	10.899,68	13.216,93	25.995,75	<b>50.112,36</b>	8.307,97	10.074,23	25.995,75	<b>44.377,95</b>	<b>5.734,41</b>
AMPLIACIÓN 3ª Línea Adicional en la ERM G-100 de la Pos K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTE	13-may.-13	90.732,41	2.325,25	2.830,33	0,00	<b>5.155,58</b>	2.115,92	2.575,53	0,00	<b>4.691,45</b>	<b>464,13</b>
AMPLIACIÓN a ERM G-100 de la ERM G-65 de la posición K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTE	13-may.-13	4.175,83	107,02	130,26	1.826,46	<b>2.063,74</b>	83,98	102,22	1.826,46	<b>2.012,67</b>	<b>51,07</b>
Nueva Posición de Derivación T-05A (Valdemorillo) en el GASOD. SEMIANILLO SUROESTE TRAMO II	ENAGAS TPTE	11-oct.-13	982.840,46	18.491,37	32.991,77	0,00	<b>51.483,15</b>	17.273,34	30.818,59	0,00	<b>48.091,93</b>	<b>3.391,22</b>
Nueva ERM G-1.000 en la posición T-05A en el T.M. de Valdemorillo del gasoducto Semianillo Suroeste Tramo II	ENAGAS TPTE	11-oct.-13	528.796,02	13.305,72	16.495,42	35.448,99	<b>65.250,14</b>	10.538,03	13.064,25	35.448,99	<b>59.051,27</b>	<b>6.198,87</b>
Nueva ERM G-1.600 en la posición L-07 en el T.M. de Granada del gasoducto Granada - Motril	ENAGAS TPTE	24-oct.-13	799.052,22	20.074,62	24.925,88	40.173,78	<b>85.174,27</b>	12.826,06	15.925,62	40.173,78	<b>68.925,46</b>	<b>16.248,81</b>
Nueva ERM G-650 en la posición 23 en el T.M. de Mediana Aragón del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas	ENAGAS TPTE	31-oct.-13	617.271,02	15.494,70	19.255,34	29.628,84	<b>64.378,88</b>	9.324,67	11.587,80	29.628,84	<b>50.541,31</b>	<b>13.837,57</b>
Modificación de la Posición I-008 del GASOD. LLANERA-VILLALBA	ENAGAS TPTE	14-oct.-14	344.613,17	6.480,87	11.918,44	0,00	<b>18.399,31</b>	5.873,12	10.800,77	0,00	<b>16.673,89</b>	<b>1.725,42</b>
ERM G-1000 POS. J02 GASOD. ALGETE - YELA (GUADALAJARA)	ENAGAS TPTE	22-may.-14	559.474,00	14.304,51	18.211,20	35.448,99	<b>67.964,70</b>	10.646,81	13.554,55	35.448,99	<b>59.650,35</b>	<b>8.314,35</b>
EM MUS G-1600 POS. 33A NAVARRETE (LA RIOJA)	ENAGAS TPTE	11-jul.-14	955.601,34	24.290,43	31.105,37	30.130,34	<b>85.526,13</b>	14.647,71	18.757,29	30.130,34	<b>63.535,34</b>	<b>21.990,79</b>
EM G-1000 POS. I-008 GASOD. LLANERA-VILLALBA (RIBADEO)	ENAGAS TPTE	14-oct.-14	356.142,02	8.953,77	11.592,63	26.586,74	<b>47.133,14</b>	9.003,42	11.656,91	26.586,74	<b>47.247,08</b>	<b>-113,94</b>
ERM G-1600 (80/16) EN POSICIÓN D-16.1 (GIJÓN)	ENAGAS TPTE	25-nov.-14	618.863,50	15.483,99	20.144,36	40.173,78	<b>75.802,14</b>	11.044,07	14.368,12	40.173,78	<b>65.585,97</b>	<b>10.216,17</b>
Pos Secc. VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-feb.-12	42.561,41	817,32	1.385,40	0,00	<b>2.202,72</b>	4.222,39	7.157,14	0,00	<b>11.379,53</b>	<b>-9.176,81</b>
ERP-03.39 (G-400) en Pos VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	21-feb.-12	262.764,91	6.813,31	7.840,39	14.741,35	<b>29.395,04</b>	12.823,88	14.757,04	21.292,10	<b>48.873,02</b>	<b>-19.477,98</b>
Pos Seccionamiento VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	31.115,07	596,47	1.012,81	0,00	<b>1.609,28</b>	5.551,52	9.426,62	0,00	<b>14.978,14</b>	<b>-13.368,86</b>
ERP-03.36 (G-400) en Pos VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	310.687,27	8.036,12	9.270,30	14.741,35	<b>32.047,77</b>	8.530,71	9.840,84	14.741,35	<b>33.112,90</b>	<b>-1.065,13</b>
Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	1.217.079,78	23.145,05	45.806,75	27.220,91	<b>96.172,71</b>	21.157,84	41.873,84	27.220,91	<b>90.252,59</b>	<b>5.920,12</b>
Pos YESE-01 de Derivacion (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	254.636,86	4.842,40	9.583,67	0,00	<b>14.426,06</b>	2.477,02	4.902,31	0,00	<b>7.379,33</b>	<b>7.046,73</b>
ERM G-650 en Pos YESE-01 (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	277.403,71	7.080,62	10.158,36	15.703,29	<b>32.942,27</b>	7.952,01	11.408,50	15.703,29	<b>35.063,80</b>	<b>-2.121,53</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 3. Retribución 2022 y ajuste de las Instalaciones incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por el Ministerio en 2021**

	TITULAR	Fecha PEM	Valor Inversión Reconocido	Retribución Definitiva 2022				Retribución A cuenta 2022				Ajuste Retribución 2022
				Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total	
Posición de Seccionamiento F-05.1 (Almonte) del Gto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTE	4-ago.-09	364.228,85	9.230,42	13.989,62	0,00	<b>23.220,04</b>	20.105,72	30.472,21	0,00	<b>50.577,93</b>	<b>-27.357,89</b>
ERM G-250 en posición G-07.01 del Gto. Falces - Irurzun en el TM de Larraga (Navarra).	ENAGAS TPTE	13-may.-11	512.197,12	17.596,66	18.788,49	34.661,00	<b>71.046,15</b>	10.995,98	11.740,74	34.661,00	<b>57.397,72</b>	<b>13.648,43</b>
ERM G-650 en posición G-07.02 del Gto Falces - Irurzun en el TM de Puente La Reina (Navarra).	ENAGAS TPTE	13-may.-11	433.015,17	14.876,34	15.883,93	39.505,12	<b>70.265,39</b>	12.648,07	13.504,72	39.505,12	<b>65.657,91</b>	<b>4.607,48</b>
Modificación de Pos F-02 (Palos de la Frontera) en el Gto Huelva - Sevilla - Madrid	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	410.511,72	10.435,25	16.882,58	0,00	<b>27.317,84</b>	7.912,83	12.801,70	0,00	<b>20.714,53</b>	<b>6.603,31</b>
EM G-250 en posición F-02 del Gto. Huelva - Sevilla en el TM de Palos de la Frontera.	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	290.524,34	9.928,97	10.659,17	25.995,75	<b>46.583,89</b>	9.407,21	10.099,04	25.995,75	<b>45.502,00</b>	<b>1.081,89</b>
Modificación de Pos G-02 (Gallués/Galoze) en el Gto Larrau - Villar de Arnedo	ENAGAS TPTE	22-jun.-11	457.534,34	11.629,53	18.816,46	0,00	<b>30.445,99</b>	10.823,26	17.511,93	0,00	<b>28.335,18</b>	<b>2.110,81</b>
EM-MUS reversible G-4000 en posición G-02 del Gto Larrau - Villar de Arnedo en el TM de Gallués.	ENAGAS TPTE	22-jun.-11	1.913.522,52	65.387,86	70.206,42	57.264,76	<b>192.859,04</b>	32.042,27	34.403,53	57.264,76	<b>123.710,56</b>	<b>69.148,48</b>
Ampliación de Pos N-08 (Badajoz) en el Gasod. Córdoba - Badajoz	ENAGAS TPTE	29-jun.-11	523.743,40	13.304,05	21.539,70	0,00	<b>34.843,75</b>	11.786,22	19.082,28	0,00	<b>30.868,50</b>	<b>3.975,25</b>
ERM G-400 en posición N-08 en el Gto Córdoba - Frontera con Portugal en el TM de Badajoz.	ENAGAS TPTE	29-jun.-11	392.130,60	13.387,14	14.387,63	37.085,15	<b>64.859,93</b>	11.519,05	12.379,93	37.085,15	<b>60.984,12</b>	<b>3.875,81</b>
EM G-65 + sistema de control en posición B21 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Vallecas -Madrid.	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	699.659,23	23.571,06	25.683,96	20.717,81	<b>69.972,83</b>	8.686,53	9.465,19	20.717,81	<b>38.869,53</b>	<b>31.103,30</b>
EM G-1600 en pos. M-05 del Gto Almería - Lorca en el TM de Huércal-Overa (Almería).	ENAGAS TPTE	17-nov.-11	536.275,51	17.969,63	19.690,22	40.173,78	<b>77.833,62</b>	14.580,60	15.976,69	40.173,78	<b>70.731,07</b>	<b>7.102,55</b>
ERM G-4.000 en posición T-07 del Gasod. Semianillo de Madrid en el TM de Navalcarnero (Madrid).	ENAGAS TPTE	24-nov.-11	1.038.705,50	34.773,23	38.139,04	76.353,01	<b>149.265,28</b>	27.652,85	30.329,47	76.353,01	<b>134.335,33</b>	<b>14.929,95</b>
Ampliación de Pos D-15 (Siero) en el Gasod. Burgos-Santander-Asturias	ENAGAS TPTE	15-dic.-11	316.422,59	7.917,56	13.018,22	0,00	<b>20.935,79</b>	3.967,87	6.524,06	0,00	<b>10.441,93</b>	<b>10.443,86</b>
ERM G-250 en pos. D-15 del Gasod. Burgos-Santander-Asturias en el TM de Careses - Siero (Asturias).	ENAGAS TPTE	15-dic.-11	323.360,12	10.795,57	11.874,30	34.661,00	<b>57.330,87</b>	10.685,62	11.753,37	34.661,00	<b>57.099,99</b>	<b>230,88</b>
DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS	ENAGAS TPTE	27-jun.-12	3.184.432,21	80.856,89	135.296,57	38.884,00	<b>255.037,46</b>	87.785,80	146.890,60	38.884,00	<b>273.560,40</b>	<b>-18.522,94</b>
Posición F-05.1 (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS de 16" DE DIAMETRO	ENAGAS TPTE	4-ago.-09	274.887,24	6.966,29	10.558,11	0,00	<b>17.524,40</b>				<b>17.524,40</b>	
Ampliación Posición F-05D (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE - MARISMAS en 30" Diametro	ENAGAS TPTE	23-jul.-12	452.988,13	11.476,01	19.247,10	0,00	<b>30.723,12</b>				<b>30.723,12</b>	
Ampliación Posición F-05 (Almonte) del del Gasoducto Desdoblamiento Almonte - Marismas de 20" diámetro	ENAGAS TPTE	23-jul.-12	280.796,74	7.113,71	11.930,83	0,00	<b>19.044,54</b>	20.199,11	33.877,13	0,00	<b>54.076,24</b>	<b>-35.031,70</b>
Nueva Posición A-8.6.A (Huelva) en el GASOD. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	197.635,93	5.084,42	8.663,02	0,00	<b>13.747,44</b>	3.341,90	5.694,05	0,00	<b>9.035,95</b>	<b>4.711,49</b>
Nueva EM G-160 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	222.075,37	7.717,85	8.948,00	24.916,05	<b>41.581,89</b>	9.350,45	10.840,83	24.916,05	<b>45.107,33</b>	<b>-3.525,44</b>
Nueva EM G-250 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	326.325,10	11.340,86	13.148,49	25.995,75	<b>50.485,11</b>	9.652,30	11.190,79	25.995,75	<b>46.838,84</b>	<b>3.646,27</b>
Nueva ERM G-250 en la posición. M-09 en el T.M. de Moratalla del gasoducto Lorca-Chinchilla	ENAGAS TPTE	12-abr.-13	423.697,00	14.572,83	17.078,05	34.661,00	<b>66.311,88</b>	11.107,73	13.017,26	34.661,00	<b>58.785,99</b>	<b>7.525,89</b>
AMPLIACIÓN 3ª Línea Adicional en la ERM G-100 de la Pos K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTE	13-may.-13	90.732,41	3.108,85	3.657,65	0,00	<b>6.766,50</b>	2.828,97	3.328,37	0,00	<b>6.157,34</b>	<b>609,16</b>
AMPLIACIÓN a ERM G-100 de la ERM G-65 de la posición K-29 en el T.M. de Santaella del gto Genil-Málaga	ENAGAS TPTE	13-may.-13	4.175,83	143,08	168,34	2.435,28	<b>2.746,70</b>	112,28	132,10	2.435,28	<b>2.679,67</b>	<b>67,03</b>
Nueva Posición de Derivación T-05A (Valdemorillo) en el GASOD. SEMIANILLO SUROESTE TRAMO II	ENAGAS TPTE	11-oct.-13	982.840,46	24.722,90	43.103,95	0,00	<b>67.826,85</b>	23.094,39	40.264,67	0,00	<b>63.359,06</b>	<b>4.467,79</b>
Nueva ERM G-1.000 en la posición T-05A en el T.M. de Valdemorillo del gasoducto Semianillo Suroeste Tramo II	ENAGAS TPTE	11-oct.-13	528.796,02	17.789,70	21.330,49	47.265,32	<b>86.385,51</b>	14.089,31	16.893,58	47.265,32	<b>78.248,21</b>	<b>8.137,30</b>
Nueva ERM G-1.600 en la posición L-07 en el T.M. de Granada del gasoducto Granada - Motril	ENAGAS TPTE	24-oct.-13	799.052,22	26.839,69	32.233,75	53.565,04	<b>112.638,47</b>	17.148,39	20.594,76	53.565,04	<b>91.308,19</b>	<b>21.330,28</b>
Nueva ERM G-650 en la posición 23 en el T.M. de Mediana Aragón del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas	ENAGAS TPTE	31-oct.-13	617.271,02	20.716,36	24.901,40	39.505,12	<b>85.122,88</b>	12.467,04	14.985,59	39.505,12	<b>66.957,75</b>	<b>18.165,13</b>
Modificación de la Posición I-008 del GASOD. LLANERA-VILLALBA	ENAGAS TPTE	14-oct.-14	344.613,17	8.664,90	15.582,35	0,00	<b>24.247,26</b>	7.852,34	14.121,09	0,00	<b>21.973,43</b>	<b>2.273,83</b>
ERM G-1000 POS. J02 GASOD. ALGETE - YELA (GUADALAJARA)	ENAGAS TPTE	22-may.-14	559.474,00	19.125,08	23.570,14	47.265,32	<b>89.960,54</b>	14.234,74	17.543,19	47.265,32	<b>79.043,26</b>	<b>10.917,28</b>
EM MUS G-1600 POS. 33A NAVARRETE (LA RIOJA)	ENAGAS TPTE	11-jul.-14	955.601,34	32.476,21	40.266,37	40.173,78	<b>112.916,36</b>	19.583,94	24.281,59	40.173,78	<b>84.039,31</b>	<b>28.877,05</b>
EM G-1000 POS. I-008 GASOD. LLANERA-VILLALBA (RIBADEO)	ENAGAS TPTE	14-oct.-14	356.142,02	11.971,16	15.012,22	35.448,99	<b>62.432,37</b>	12.037,54	15.095,46	35.448,99	<b>62.581,99</b>	<b>-149,62</b>
ERM G-1600 (80/16) EN POSICIÓN D-16.1 (GIJÓN)	ENAGAS TPTE	25-nov.-14	618.863,50	20.702,04	26.090,61	53.565,04	<b>100.357,69</b>	14.765,89	18.609,32	53.565,04	<b>86.940,25</b>	<b>13.417,44</b>
Pos Secc. VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-feb.-12	42.561,41	1.092,76	1.807,81	0,00	<b>2.900,57</b>	5.645,32	9.339,37	0,00	<b>14.984,70</b>	<b>-12.084,13</b>
ERP-03.39 (G-400) en Pos VS-321-03 (Sant Salvador de Guardiola) del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	21-feb.-12	262.764,91	9.109,37	10.111,92	19.655,13	<b>38.876,42</b>	17.145,48	19.032,48	28.389,47	<b>64.567,44</b>	<b>-25.691,02</b>
Pos Seccionamiento VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	31.115,07	797,47	1.321,68	0,00	<b>2.119,15</b>	7.422,36	12.301,35	0,00	<b>19.723,71</b>	<b>-17.604,56</b>
ERP-03.36 (G-400) en Pos VS-308-03 (Bell-lloc d'Urgell) del Tramo Odena-Lleida del Gto Subirats-Manresa-Lleida	NEDGIA CAT	12-mar.-12	310.687,27	10.744,27	11.957,19	19.655,13	<b>42.356,58</b>	11.405,53	12.693,10	19.655,13	<b>43.753,76</b>	<b>-1.397,18</b>
Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	1.217.079,78	30.944,84	59.984,36	36.294,55	<b>127.223,75</b>	28.287,96	54.834,18	36.294,55	<b>119.416,69</b>	<b>7.807,06</b>
Pos YESE-01 de Derivacion (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	254.636,86	6.474,27	12.549,90	0,00	<b>19.024,17</b>	3.311,77	6.419,62	0,00	<b>9.731,39</b>	<b>9.292,78</b>
ERM G-650 en Pos YESE-01 (SESEÑA) del Gasoducto Yeles-Seseña	Redexis	11/05/2017	277.403,71	9.466,77	13.196,50	20.937,71	<b>43.600,98</b>	10.631,81	14.820,54	20.937,71	<b>46.390,06</b>	<b>-2.789,08</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 3. **Retribución percibida a cuenta por instalaciones que no han sido consideradas con derecho a retribución individualizada.**

En las resoluciones del ministerio se puso de manifiesto la existencia de instalaciones que estaban percibiendo retribución a cuenta cuando, en realidad, se trataban de partes, actuaciones o equipamientos asociados a otras instalaciones, por lo que no debían ser consideradas instalaciones con derecho a retribución individualizada y, por tanto, los importes percibidos debían minorarse.

**Tabla 4. Retribución a Cuenta 2020 percibida por las Instalaciones sin derecho a retribución individualizada recogidas en las Resoluciones del Ministerio**

	TITULAR	Fecha PEM	Retribución A Cuenta 2020 percibida			
			Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total
Ampliación de Pos G-07.01 de Derivación (Larraga) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	4.918,79	8.011,72	0,00	<b>12.930,51</b>
Ampliación de Pos G-07.02 de Derivación (Puente la Reina/Gares) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	4.918,79	8.011,72	0,00	<b>12.930,51</b>
Modificación de Pos F-02 de Derivación (Palos de la Frontera) en el Gto. Huelva - Sevilla - Madrid (30")	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	12.554,20	20.448,29	0,00	<b>33.002,49</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	5.873,21	9.566,29	0,00	<b>15.439,50</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid (26")	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	10.645,34	17.339,13	0,00	<b>27.984,47</b>
Ampliación de Pos T-07 de Derivación (Navalcarnero) en el Gto. Semianillo de Madrid. Tramo II.	ENAGAS TPTE	24-nov.-11	7.782,06	12.675,42	0,00	<b>20.457,47</b>
Modificación Posición de Derivación A-8.6.A (Huelva) en el Gto. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	1.111,01	1.922,71	0,00	<b>3.033,72</b>
Modificación Posición de Derivación M-09 (Moratalla) en el Gto. LORCA-CHINCHILLA	ENAGAS TPTE	12-abr.-13	18.445,44	31.921,69	0,00	<b>50.367,13</b>
Modificación presión ERM G-100 Pos. D10A en el T.M. Llanes del Gto. Burgos - Santander - Asturias	ENAGAS TPTE	11-jul.-13	1.431,67	1.748,92	0,00	<b>3.180,59</b>
Ampliación Posición de Derivación L-07 (Granada) en el Gto. GRANADA - MOTRIL	ENAGAS TPTE	24-oct.-13	3.037,06	5.255,94	0,00	<b>8.293,00</b>
Modificación Posición de Derivación 23 (Mediana de Aragón) en el Gto. BVV	ENAGAS TPTE	31-oct.-13	10.741,26	18.588,83	0,00	<b>29.330,09</b>
Posición de Derivación 33A del Gto. BVV	ENAGAS TPTE	11-jul.-14	36.816,46	65.588,53	0,00	<b>102.404,99</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 5. Retribución a Cuenta 2021 percibida por las Instalaciones sin derecho a retribución individualizada recogidas en las Resoluciones del Ministerio**

	TITULAR	Fecha PEM	Retribución A Cuenta 2021			
			Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total
Ampliación de Pos G-07.01 de Derivación (Larraga) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	3.753,96	6.204,24	0,00	<b>9.958,20</b>
Ampliación de Pos G-07.02 de Derivación (Puente la Reina/Gares) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	3.753,96	6.204,24	0,00	<b>9.958,20</b>
Modificación de Pos F-02 de Derivación (Palos de la Frontera) en el Gto. Huelva - Sevilla - Madrid (30")	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	9.547,65	15.835,05	0,00	<b>25.382,70</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	4.423,73	7.408,09	0	<b>11.831,81</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid (26")	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	8.018,11	13.427,34	0,00	<b>21.445,45</b>
Ampliación de Pos T-07 de Derivación (Navalcarnero) en el Gto. Semianillo de Madrid. Tramo II.	ENAGAS TPTE	24-nov.-11	5.836,54	9.815,78	0	<b>15.652,32</b>
Modificación Posición de Derivación A-8.6.A (Huelva) en el Gto. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	855,11	1.491,76	0,00	<b>2.346,88</b>
Modificación Posición de Derivación M-09 (Moratalla) en el Gto. LORCA-CHINCHILLA	ENAGAS TPTE	12-abr.-13	14.095,77	24.766,91	0	<b>38.862,67</b>
Modificación presión ERM G-100 Pos. D10A en el T.M. Llanes del Gto. Burgos - Santander - Asturias	ENAGAS TPTE	11-jul.-13	1.092,81	1.339,80	0,00	<b>2.432,60</b>
Ampliación Posición de Derivación L-07 (Granada) en el Gto. GRANADA - MOTRIL	ENAGAS TPTE	24-oct.-13	2.283,12	4.077,90	0,00	<b>6.361,02</b>
Modificación Posición de Derivación 23 (Mediana de Aragón) en el Gto. BVV	ENAGAS TPTE	31-oct.-13	8.070,05	14.422,41	0,00	<b>22.492,47</b>
Posición de Derivación 33A del Gto. BVV	ENAGAS TPTE	11-jul.-14	27.910,03	50.931,88	0,00	<b>78.841,91</b>

Fuente: Elaboración Propia



**Tabla 6. Retribución a Cuenta 2022 percibida por las Instalaciones sin derecho a retribución individualizada recogidas en las Resoluciones del Ministerio**

	TITULAR	Fecha PEM	Retribución A Cuenta 2022			
			Amortización	Retr. Finan.	O&M fijos	Total
Ampliación de Pos G-07.01 de Derivación (Larraga) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	5.019,04	8.090,83	0,00	<b>13.109,87</b>
Ampliación de Pos G-07.02 de Derivación (Puente la Reina/Gares) en el Gto. Falces - Irurzun	ENAGAS TPTE	13-may.-11	5.019,04	8.090,83	0,00	<b>13.109,87</b>
Modificación de Pos F-02 de Derivación (Palos de la Frontera) en el Gto. Huelva - Sevilla - Madrid (30")	ENAGAS TPTE	21-jun.-11	12.765,17	20.652,02	0,00	<b>33.417,18</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	5.914,51	9.663,93	0	<b>15.578,44</b>
Ampliación de Pos B21 de Derivación (Madrid) en el Gto. Semianillo de Madrid (26")	ENAGAS TPTE	7-oct.-11	10.720,19	17.516,12	0,00	<b>28.236,31</b>
Ampliación de Pos T-07 de Derivación (Navalcarnero) en el Gto. Semianillo de Madrid. Tramo II.	ENAGAS TPTE	24-nov.-11	7.803,44	12.806,15	0	<b>20.609,59</b>
Modificación Posición de Derivación A-8.6.A (Huelva) en el Gto. RAMAL ENCE	ENAGAS TPTE	18-ene.-13	1.143,28	1.947,97	0,00	<b>3.091,25</b>
Modificación Posición de Derivación M-09 (Moratalla) en el Gto. LORCA-CHINCHILLA	ENAGAS TPTE	12-abr.-13	18.845,99	32.346,45	0	<b>51.192,44</b>
Modificación presión ERM G-100 Pos. D10A en el T.M. Llanes del Gto. Burgos - Santander - Asturias	ENAGAS TPTE	11-jul.-13	1.461,08	1.731,85	0,00	<b>3.192,93</b>
Ampliación Posición de Derivación L-07 (Granada) en el Gto. GRANADA - MOTRIL	ENAGAS TPTE	24-oct.-13	3.052,52	5.327,93	0,00	<b>8.380,45</b>
Modificación Posición de Derivación 23 (Mediana de Aragón) en el Gto. BVV	ENAGAS TPTE	31-oct.-13	10.789,63	18.843,70	0,00	<b>29.633,33</b>
Posición de Derivación 33A del Gto. BVV	ENAGAS TPTE	11-jul.-14	37.315,61	66.577,43	0,00	<b>103.893,03</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 4. Ajuste de las Retribuciones del año natural 2020 y los años de gas 2021 y 2022.

Atendiendo a las tablas anteriores, se obtienen los importes de los ajustes a realizar por la retribución del año natural 2020 y los años de gas 2021 (1 enero a 30 septiembre) y 2022 (1 de octubre 2021 a 30 septiembre 2022) por las Resoluciones de inclusión definitiva en el régimen retributivo publicadas en 2021 por el Ministerio

**Tabla 7. Ajustes de la Retribución del año natural 2020 y los años de gas 2021 y 2022**

Titular	Ajuste Retribución 2020	Ajuste Retribución 2021	Ajuste Retribución 2022
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	-62.925,52	-49.949,18	-66.776,82
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	-65.352,25	-43.088,78	-56.776,89
Redexis, S.A.	14.029,70	10.845,32	14.310,76

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

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

### **1. Antecedentes**

Con fecha 8 de febrero de 2022, la CNMC solicitó a las compañías distribuidoras de gas natural la información necesaria, con el objetivo de verificar los municipios de gasificación reciente habidos durante el año 2021.

En relación con la información solicitada por esta Comisión, las distribuidoras NED ESPAÑA DISTRIBUCIÓN GAS, S.A., NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U., y TOLOSA GASA, S.A., todas ellas compañías pertenecientes al grupo NORTEGAS, en contestación a la información solicitada, remiten tres escritos, las dos primeras en fecha 14 de febrero de 2022 y la última en fecha 11 de febrero, declarando que no tienen ningún municipio con puesta en gas reciente durante el año 2021.

Con fecha de entrada en la CNMC de 15 de febrero de 2022, NEDGIA, S.A., y en nombre del resto de distribuidoras del grupo NEDGIA<sup>46</sup>, pone de manifiesto que no disponen de municipios de reciente gasificación durante el año 2021.

Por su parte, con fecha de entrada en la CNMC de 16 de febrero de 2021, tiene entrada en la Comisión el oficio remitido por GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A., manifestando que no disponen de municipios de reciente gasificación durante el año 2021.

Con fecha de entrada en la CNMC de 18 de febrero de 2022, la compañía DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A., remite escrito indicando que no disponen de municipios de gasificación reciente de municipios en el año 2021.

Con fecha de entrada en la Comisión de 25 de febrero de 2022, REDEXIS, S.A., remite contestación a esta Comisión, adjuntando la información solicitada; mientras que REDEXIS GAS MURCIA, S.A. y MADRILEÑA RED DE GAS, S.A., remiten escritos donde declaran que no ha realizado ninguna gasificación reciente con inicio en el año 2021.

### **2. 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.

---

<sup>46</sup> Las distribuidoras del grupo NEDGIA son: NEDGIA ANDALUCÍA, S.A., NEDGIA BALEARS, S.A., NEDGIA CATALUNYA, S.A., NEDGIA CASTILLA-LA MANCHA, S.A., NEDGIA CASTILLA Y LEÓN, S.A., NEDGIA CEGAS, S.A., NEDGIA GALICIA, S.A., NEDGIA NAVARRA, S.A., NEDGIA LA RIOJA, S.A., NEDGIA MADRID, S.A., NEDGIA ARAGÓN, S.A., NEDGIA, S.A.

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, tuvieran 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 SCTD<sup>47</sup>)-, 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.

### **3. 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 ha procedido a verificar y determinar, por un lado, la fecha de inicio de la gasificación de cada municipio,

---

<sup>47</sup> 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)**.

y de otro lado, el número de puntos de suministro (PS) existente en dichos municipios a 30 de septiembre de 2021.

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

Los **criterios aplicados** por esta Comisión han sido los siguientes:

### 3.1. 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 datos<sup>48</sup>.

### 3.2. Criterios para establecer la fecha de inicio de la gasificación del municipio

Según establece el apartado 3 del artículo 7 de la Circular 4/2020<sup>49</sup>, para la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se han considerado las siguientes fechas:

- Las fechas de las autorizaciones de puesta en servicio (actas de puesta en marcha-APM) de las distintas instalaciones de distribución<sup>50</sup> en el municipio:
  - de planta satélite de GNL que alimenta a la red de distribución del municipio

---

<sup>48</sup> <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t20/e245/codmun&file=inebase>

<sup>49</sup> *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*

<sup>50</sup> El artículo 73 de la Ley 34/1998 establece que se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario. Asimismo, tendrán también la 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.

- 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 han considerado 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.

### **3.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2021**

Como mejor dato disponible, esta Comisión ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de puntos de suministro en el fichero LMUN de la liquidación 11 de 2021<sup>51</sup> del 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 octubre<sup>52</sup>.

Los valores serán ratificados o modificados cuando se tenga la información de la liquidación definitiva de 2021 y se vaya a determinar una nueva retribución anual.

### **3.4. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 30 de septiembre de 2022 y 2023**

Como mejor dato disponible, esta Comisión ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de puntos de suministro en el Patrón PAT-05 del Fichero Facturas para la liquidación 4 de 2022<sup>53</sup> del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas de la CNMC, base de datos que tiene su origen en las funciones otorgadas a esta Comisión en la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre<sup>54</sup>.

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

---

<sup>51</sup> *Período de liquidación: de 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 (incluye facturación de octubre y noviembre de 2021).*

<sup>52</sup> *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.*

<sup>53</sup> *Período de liquidación: de 1 de octubre de 2021 al 31 de enero de 2022*

<sup>54</sup> *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.*

#### 4. Municipios de gasificación reciente del año 2021

Analizada la información remitida por las distribuidoras, las disposiciones aplicables, y los criterios establecidos en el apartado 3 de este anexo, se consideran de reciente gasificación 2 municipios en el año 2021, y otro de reciente gasificación en 2014. A continuación, se resumen, por grupo empresarial, los municipios considerados:

**Tabla 8. Municipios considerados de gasificación reciente en 2020**

EMPRESA DISTRIBUIDORA	Solicitados	Validados	Excluidos
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.			
Domus Mil Natural, S.A.			
Gasificadora Regional Canaria, S.A.			
Grupo NEDGIA			
Grupo NORTEGAS			
Grupo REDEXIS	3	2	1
Madrileña Red de Gas, S.A.U.			
<b>TOTAL Municipios</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	

Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se resume los actos administrativos más significativos para cada uno de los municipios analizados y considerados por esta Comisión, indicándose, asimismo, la empresa distribuidora y la fecha de inicio de gasificación de cada uno:

**Tabla 9. Principales hitos administrativos de los municipios considerados de gasificación reciente en 2021**

DISTRIBUIDORA	MUNICIPIO GASIFICACIÓN RECIENTE			PRINCIPALES HITOS ADMINISTRATIVOS			FECHA INICIO GASIFICACIÓN
	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (RAA)	AUTORIZACIÓN PROYECTO EJECUCIÓN (APE)	AUTORIZACIÓN DE PUESTA EN MARCHA (APM)	
Redexis, S.A.	Granada	Escúzar	18072	21-mar.-06(1) 30-sept-08 (2) 19-oct-20 (3)	30-sept-08 (2) 19-oct-20 (3)	21-jun-21 8-jul-21	21-jun-21
Redexis, S.A.	Jaén	Puente de Génave	23071	17-may.-11 (4) 27-sept-18(5) 14-dic-20 (6)	17-may.-11 (4) 27-sept-18(5) 14-dic-20 (6)	14-ago-2014 (7) 19-jul-21	14-ago-2014
Redexis, S.A.	Almería	Viator	04101	20-feb-07 (8)	18-may-15	21-dic-21	21-dic-21

- (1) Resolución de autorización administrativa para distribución de gas natural en el TM de Escúzar a Meridional del Gas S.A.
- (2) Resolución de autorización administrativa y proyecto de ejecución para "PROYECTO SINGULAR DE RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN POLIGONO INDUSTRIAL PROFITEGRA DE ESCUZAR (GRANADA)" a ENDESA GAS DISTRIBUCIÓN, S.A.
- (3) Resolución de autorización administrativa y proyecto de ejecución para "PROYECTO DE RAMAL MOP 10 BAR PARA SUMINISTRO A PARQUE METROPOLITANO INDUSTRIAL Y TECNOLÓGICO DE GRANADA", en el término municipal de Escúzar (Granada) a REDEXIS GAS. S.A.
- (4) Resolución de autorización administrativa y aprobación de proyecto para distribución de gas natural en el TM de Puente Génave a ENDESA GAS DISTRIBUCIÓN, S.A.
- (5) Resolución de autorización administrativa y aprobación de proyecto de ejecución de las instalaciones para el suministro de gas natural canalizado al municipio de Puente Génave a Redexis Gas, S.A.
- (6) Resolución de autorización administrativa y aprobación de proyecto "Ramal de distribución a la planta de cogeneración "El Puente"" en el TM de Puente Génave a REDEXIS GAS. S.A.
- (7) Según Resolución de Autorización de 27-ago-18, se concedió acta de puesta en servicio parcial de instalaciones asociadas a la Autorización Administrativa de fecha 17-05-11. No se aporta por la empresa la APM de 14-ago-14.
- (8) Resolución de autorización administrativa para distribución de gas natural en el TM de Viator a Meridional del Gas S.A.

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.1. Puntos de suministro en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente

Según los criterios indicados en el apartado 3.3 de este anexo, junto con la información declarada por las empresas distribuidoras, y las comprobaciones realizadas por esta Comisión, a continuación, se resumen para cada uno de los municipios analizados, la empresa distribuidora, la fecha de inicio de gasificación y el número de puntos de suministro por tipo de peaje contratado a 30 de

septiembre de 2021.

**Tabla 10. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2021 por tipo de peaje en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente**

DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	FECHA INICIO GASIFICACIÓN	Nº PdS según peajes				Total PdS
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	RESTO	
Redexis, S.A.	Granada	Escúzar	18072	21-jun.-21			1		1
Redexis, S.A.	Almería	Viator	04101	21-dic.-21					0
<b>TOTAL</b>							1	1	2

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 11. Puntos Suministro a 30 de septiembre de 2022 y 2023 por tipo de peaje en los nuevos municipios considerados de gasificación reciente**

DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	FECHA INICIO GASIFICACIÓN	Nº PdS según peajes				Total PdS
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	RESTO	
Redexis, S.A.	Granada	Escúzar	18072	21-jun.-21			1		1
Redexis, S.A.	Almería	Viator	04101	21-dic.-21					0
<b>TOTAL</b>							1	1	2

Fuente: Elaboración Propia

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

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

Fuente: Elaboración Propia

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



2018, 2019 y 2020; y para los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 30 de septiembre de 2022, los de 2018, 2019 y 2020. Para el año de gas 2023, provisionalmente, se toman los valores 2022.

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

Según los criterios indicados en el apartado 3.3 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 13. Puntos Suministro a 30 diciembre de 2020 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente**

	PdS a 31 diciembre de Año 2020				TOTAL
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	0	0			0
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	4.414	13			4.427
NEDGIA Castilla y León, S.A.	7.323	26			7.349
NEDGIA Catalunya, S.A.	12.750	159			12.911
NEDGIA Cegas, S.A.	810	4			814
NEDGIA Galicia, S.A.	11.437	49			11.486
NEDGIA Madrid, S.A.	836	1			837
NEDGIA Navarra, S.A.					0
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.288	11			1.299
<b>TOTAL Grupo NEDGIA</b>	<b>38.858</b>	<b>263</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>39.123</b>
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.085	6			1.091
NED España Distribución Gas, S.A.	204	6			210
<b>TOTAL Grupo NORTEGAS</b>	<b>1.289</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.301</b>
Redexis, S.A.	15.176	191		10	15.377
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.231	2			1.233
<b>TOTAL Grupo REDEXIS</b>	<b>16.407</b>	<b>193</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>16.610</b>
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
<b>TOTAL Ptos de Suministro en Municipios de Gasificación Reciente</b>	<b>57.521</b>	<b>475</b>	<b>1</b>	<b>11</b>	<b>58.008</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 14. 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
<b>TOTAL Grupo NEDGIA</b>	<b>23.297</b>	<b>171</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>23.469</b>
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.095	6			1.101
NED España Distribución Gas, S.A.	55	0	1		56
<b>TOTAL Grupo NORTEGAS</b>	<b>1.150</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1.157</b>
Redexis, S.A.	12.790	137		8	12.935
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.415	2			1.417
<b>TOTAL Grupo REDEXIS</b>	<b>14.205</b>	<b>139</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>14.352</b>
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
<b>TOTAL Ptos de Suministro en Municipios de Gasificación Reciente</b>	<b>39.290</b>	<b>321</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>39.622</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 15. Puntos Suministro a 30 de septiembre para 2022 y 2023 por tipo de peaje en los municipios provenientes del periodo 2014-2020 considerados de gasificación reciente**

PdS a 30 septiembre para 2022 y 2023	PdS a 30 septiembre para 2022 y 2023			
	Peajes de P<4bar y Cons<50MW	Peajes de P<4bar y Cons>50MW	Resto de peajes	TOTAL
NEDGIA Andalucía, S.A.	0	0	-	0
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	2.164	7	-	2.171
NEDGIA Castilla y León, S.A.	1.817	9	-	1.826
NEDGIA Catalunya, S.A.	4.419	80	0	4.499
NEDGIA Cegas, S.A.	483	3	0	486
NEDGIA Galicia, S.A.	5.112	12	-	5.124
NEDGIA Madrid, S.A.	0	0	-	0
NEDGIA Navarra, S.A.	0	0	-	0
NEDGIA La Rioja, S.A.	25	0	-	25
<b>TOTAL Grupo NEDGIA</b>	<b>14.020</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>14.131</b>
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	1.094	6	-	1.100
NED España Distribución Gas, S.A.	55	1	-	56
<b>TOTAL Grupo NORTEGAS</b>	<b>1.149</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>1.156</b>
Redexis, S.A.	6.178	33	6	6.217
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.544	3	-	1.547
<b>TOTAL Grupo REDEXIS</b>	<b>7.722</b>	<b>36</b>	<b>6</b>	<b>7.764</b>
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	0	0	0	0
Domus Mil Natural, S.A.	654	8	0	662
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	70	2	0	72
<b>TOTAL Ptos de Suministro en Municipios de Gasificación Reciente</b>	<b>23.615</b>	<b>164</b>	<b>6</b>	<b>23.785</b>

Fuente: Elaboración Propia

**ANEXO IV. NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO EN  
MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN A EFECTOS DEL  
ANEXO X DE LA LEY 18/2014**

CONFIDENCIAL

## **ANEXO IV.- NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO A 31 DE DICIEMBRE EN MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN EN EL PERIODO 2014-2020**

### **1. Antecedentes**

El anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece una nueva metodología de retribución de la actividad de distribución, y, en particular, introduce una retribución incentivadora para los denominados municipios de gasificación reciente, que son aquellos en los que se inicia la gasificación desde el 1 de enero de 2014.

Por otro lado, las disposiciones adicionales tercera y sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, vinieron a establecer la posibilidad de verificar el número de puntos de suministro (PS) en municipios de gasificación reciente, para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución, y a realizar las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014.

Con el objeto de dar cumplimiento a dichos mandatos, con fecha 1 de diciembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el Acuerdo<sup>55</sup> mediante el cual se propuso a la Dirección General de Política Energética y Minas la relación de los municipios de gasificación reciente para los años 2014 y 2015.

Asimismo, con fecha 16 de noviembre de 2017 y con fecha 17 de octubre de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó sendos Acuerdos<sup>56</sup> mediante los cuales se propuso a la Dirección General de Política Energética y Minas la relación de los municipios de gasificación reciente para los años 2016 y 2017, respectivamente.

Teniendo en consideración el Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, así como la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019<sup>57</sup>, de 11 de enero, que

---

<sup>55</sup> Acuerdo por el que se propone a la Dirección General de Política Energética y Minas los municipios de gasificación reciente para los años 2014 y 2015, de acuerdo con el mandato establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.

<sup>56</sup> Se trata de los informes relativos a:

- Acuerdo por el que se establece la relación de municipios de gasificación reciente para el año 2016, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.
- Acuerdo por el que se establece la relación de municipios de gasificación reciente para el año 2017, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015.

<sup>57</sup> Real Decreto-ley de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional

señala que, entre otras, serán competencia de la CNMC las cuestiones retributivas de las instalaciones de distribución, la CNMC emitió:

- Resolución con fecha 18 de diciembre de 2019 por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución, en cuyo Anexo I.6 se establecen los municipios de gasificación reciente con puesta en gas en el año 2018.
- Resolución con fecha 11 de febrero de 2021 por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero 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, en cuyo Anexo II.3 se establecen los municipios de gasificación reciente con puesta en gas en el año 2019.
- Resolución con fecha 20 de mayo de 2021 por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución, en cuyo Anexo II.3 se establecen los municipios de gasificación reciente con puesta en gas en el año 2020.

Con fecha 31 de diciembre de 2020, se publicó en el BOE la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, que, entre otros aspectos, publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. Posteriormente, con fecha 23 de noviembre de 2021, la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo (en adelante Tribunal Supremo) dictó sentencia número 1365/2021 en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la citada Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

De acuerdo con la misma, se debía recalcular la retribución de 2020, porque atendiendo a la metodología reflejada en el Anexo X de la Ley 18/2014, el cálculo debe aplicar el criterio de que *“es al tiempo de calcular el término RNn cuando*

---

*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.*

*se debe diferenciar si la variación de clientes neta se corresponde con municipios de reciente gasificación a los que se les aplicará un valor de 70 euros o, por el contrario, con municipios de no reciente gasificación a los que se les asignará un valor de 50 euros. Así se desprende de la fórmula del Anexo de la Ley cuando desarrolla el factor RNn.”*

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

## **2. Normativa de aplicación**

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 63 la retribución de la actividad de distribución de gas natural, e indica que se calculará de acuerdo con la metodología recogida en su Anexo X.

La fórmula retributiva, desarrollada en el Anexo X contiene, entre otros, un parámetro relacionado con la captación de nuevo mercado de gas, que introduce una variable, atendiendo a si la expansión de la red se efectúa en municipios ya gasificados o si se trata de nuevos municipios, en los que no existían previamente redes de distribución.

En particular, el apartado 2, del referido anexo X, determina que:

- Se considera término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido en menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución.
- Para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente, se establecerá una retribución unitaria incentivadora por punto de suministro conectado a presión igual o inferior a 4 bar.
- Esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados previamente en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014.

El artículo 25 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre<sup>58</sup>, establece que la DGPEM y esta Comisión podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de

---

<sup>58</sup> Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.

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 SCTD<sup>59</sup>)-, 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.

El artículo 8 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, establece que tendrán también la condición de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

### ***3. Puntos de suministro (PS) a 31 de diciembre en los municipios de gasificación reciente en el periodo 2014-2020***

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 63 la retribución de la actividad de distribución de gas natural, e indica que se calculará de acuerdo con la metodología recogida en su anexo X.

Al objeto de poder determinar la retribución de la actividad de distribución de gas natural para el año 2020 de acuerdo con el criterio establecido por la sentencia número 1365/2021 del Tribunal Supremo, esta Comisión ha procedido a actualizar el número de PS de aquellos municipios considerados de reciente gasificación durante el periodo 2014-2020, sobre los cuales esta Comisión informó con fechas 11 de febrero 2021 y 20 de mayo de 2021.

Para llevar a cabo dicha actualización se ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre el número de PS en el fichero LMUN de la liquidación definitiva de 2020<sup>60</sup> del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) de la CNMC.

---

<sup>59</sup> 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)**.

<sup>60</sup> *Período de liquidación: de 1 de enero al 31 de diciembre de 2020 (incluye facturación de enero y febrero de 2021).*

Además, se ha considerado cuando el municipio deja de considerarse de reciente gasificación porque han transcurrido cinco años desde su primera puesta en servicio. Así, un municipio que tuvo su primera puesta en servicio en 2014 deja de catalogarse de reciente gasificación en el año 2019 y, por tanto, los puntos de suministro captados a partir de ese año ya no computan como pertenecientes a municipios de reciente gasificación. La Tabla 16 recoge cuando los municipios catalogados de reciente gasificación en el periodo 2014-2020 habrán cumplido 5 años desde su primera puesta en servicio:

**Tabla 16. 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 por transcurrir 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, en los municipios cuya primera puesta en servicio tuvo lugar en 2014 y 2015, solo computarán como puntos de suministro en municipios de gasificación reciente aquellos captados hasta el 31 de diciembre de 2018 y 2019, respectivamente; el resto de los puntos se consideran pertenecientes a municipios ya gasificados (con redes de una antigüedad superior a 5 años). Por su parte, para los municipios cuya primera puesta en servicio tuvo lugar entre 2016 y 2020, computarán como puntos de suministro en municipios de gasificación reciente aquellos captados hasta 31 de diciembre de 2020.

**Tabla 17. Evolución del número de Ptos Suministro a 31 de diciembre en municipios cuya primera puesta en servicio fue en el periodo 2014-2020**

Municipios con primera puesta en servicio en	Nº Ptos Suministro totales a 31 de diciembre de						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Año 2014	5.427	14.226	21.263	25.772	28.838	29.803	30.517
Año 2015	0	4.741	15.658	19.588	22.825	25.086	26.530
Año 2016	0	0	7.256	14.901	17.540	19.319	19.776
Año 2017	0	0	0	5.795	13.935	15.590	16.169
Año 2018	0	0	0	0	11.040	18.509	19.632
Año 2019	0	0	0	0	0	1.288	2.069
Año 2020	0	0	0	0	0	0	372
<b>Total Ptos Suministro</b>	<b>5.427</b>	<b>18.967</b>	<b>44.177</b>	<b>66.056</b>	<b>94.178</b>	<b>109.595</b>	<b>115.065</b>
Ptos Suministro en Municipios gasificación reciente	5.427	18.967	44.177	66.056	94.178	108.630	111.942
Ptos Suministro en Municipios ya gasificados						965	3.123

**Nota:** Sombreado en gris los años en los que no son calificados como municipios de reciente gasificación

*Fuente: Elaboración Propia*

La Tabla 18 resume por distribidora y grupo empresarial, la evolución del número de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2017, 2018, 2019 y 2020:



**Tabla 18. Desglose por peaje y Distribuidora del Nº de Puntos Suministro en municipios de gasificación reciente a 31 diciembre de 2017, 2018, 2019 y 2020**

	Nº Puntos de Suministro en Municipios Gasificación Reciente																			
	Año 2017					Año 2018					Año 2019					Año 2020				
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	TOTAL
NEDGIA Andalucía, S.A.	1.047	19		1	1.067	1.215	21	-	1	1.237	1.266	18	-	1	1.285	1.266	18	-	1	1.285
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	4.527	9			4.536	6.407	15	-	-	6.422	7.649	23	-	-	7.672	7.682	23	-	-	7.705
NEDGIA Castilla y León, S.A.	7.072	13			7.085	7.977	27	-	-	8.004	9.942	36	-	-	9.978	10.025	40	-	-	10.065
NEDGIA Catalunya, S.A.	9.421	69		1	9.491	16.863	123	1	1	16.988	18.957	209	1	1	19.168	19.151	218	1	1	19.371
NEDGIA Cegas, S.A.	8.939	127		1	9.067	10.815	156	1	1	10.973	11.691	167	-	1	11.859	11.668	167	-	1	11.836
NEDGIA Galicia, S.A.	15.096	31			15.127	19.941	66	-	-	20.007	21.062	96	1	-	21.159	21.173	98	1	-	21.272
NEDGIA Madrid, S.A.	2.899	7			2.906	3.405	7	-	-	3.412	3.515	7	-	-	3.522	3.534	7	-	-	3.541
NEDGIA Navarra, S.A.	559	8			567	1.135	9	-	-	1.144	1.161	7	-	-	1.168	1.161	7	-	-	1.168
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.527	11			1.538	2.259	8	-	-	2.267	2.281	13	-	-	2.294	2.292	14	-	-	2.306
<b>TOTAL Grupo NEDGIA</b>	<b>51.087</b>	<b>294</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>51.384</b>	<b>70.017</b>	<b>432</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>70.454</b>	<b>77.524</b>	<b>576</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>78.105</b>	<b>77.952</b>	<b>592</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>78.549</b>
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.	243	3	-	-	246	1.346	7	-	-	1.353	1.375	11	-	-	1.386	1.381	14	-	-	1.395
NED España Distribución Gas, S.A.	67	1	-	-	68	156	6	1	-	163	177	9	-	-	186	204	6	-	-	210
<b>TOTAL Grupo NORTEGAS</b>	<b>310</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>314</b>	<b>1.502</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1.516</b>	<b>1.552</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.572</b>	<b>1.585</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.605</b>
Redexis, S.A.	10.047	134	-	9	10.190	17.036	222	-	12	17.270	22.754	344	-	20	23.118	24.986	371	-	19	25.376
Redexis Gas Murcia, S.A.	519	4	-	-	523	965	9	-	-	974	1.541	11	-	-	1.552	1.882	12	-	-	1.894
<b>TOTAL Grupo REDEXIS</b>	<b>10.566</b>	<b>138</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>10.713</b>	<b>18.001</b>	<b>231</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>18.244</b>	<b>24.295</b>	<b>355</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>24.670</b>	<b>26.868</b>	<b>383</b>	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>27.270</b>
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	3.624	21	0	0	3.645	3.855	19	0	0	3.874	3.992	18	0	0	4.010	4.002	18	0	0	4.020
Domus Mil Natural, S.A.	0	0	0	0	0	90	0	0	0	90	270	3	0	0	273	482	5	0	0	487
D.C. De Gas Extremadura, S.A..																11				11
<b>TOTAL Ptos de Suministro en Municipios de Gasificación Reciente</b>	<b>65.587</b>	<b>457</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>66.056</b>	<b>93.465</b>	<b>695</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>94.178</b>	<b>107.633</b>	<b>972</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>108.630</b>	<b>110.900</b>	<b>1.018</b>	<b>2</b>	<b>22</b>	<b>111.942</b>

Fuente: Elaboración Propia