

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN 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 DE GAS NATURAL (RAP/DE/008/20)

1 OBJETO

Constituye el objeto de la presente Memoria justificar y explicar el cálculo de la retribución del año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) 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, que son financiados con cargo a los ingresos por peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

También es objeto de esta Memoria justificar y explicar el cálculo de los ajustes que se realizan a la retribución del año 2020 de las citadas empresas.

2 ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

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

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

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

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

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

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

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

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.

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 29 de diciembre del 2020 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones.

Se han recibido alegaciones de **xxxxxxxxxxxxxxxxxx**

En el **Anexo IV** de la presente memoria se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito en el procedimiento de audiencia.

3 CONSIDERACIONES GENERALES.

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

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 compra venta 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.

4 RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA AÑO DE GAS 2021.

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

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

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

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

El resto de 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 2021 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.

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 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.

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

Atendiendo a lo indicado con anterioridad, se reconoce la retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) provisional para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 1.

Cuadro 1. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021, desglosada por componentes retributivos

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. a 31-dic-20	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	395.215.469,21	35.761.655,52	16.080.613,63	999.522,75	52.841.791,90
Bahía Bizkaia Gas S.L.	454.831.384,55	6.576.920,16	130.269.224,17	9.779.847,31	5.300.422,75	267.603,17	15.347.873,23
Regasificadora Noroeste, S.A.	320.367.148,00	2.559.091,50	110.979.861,29	8.713.138,88	4.515.572,92	104.124,88	13.332.836,67
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	625.005.221,00	3.805.382,48	183.221.463,10	15.010.513,17	7.454.955,05	154.834,24	22.620.302,45
Total	3.212.677.434,35	37.506.803,33	819.686.017,77	69.265.154,88	33.351.564,35	1.526.085,03	104.142.804,26

Fuente: SIDRA CNMC

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

Cuadro 2. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021, desglosada por tipologías de instalación con VV.UU. de O&M definidos

En Euros	Retribución por Inversión asociada a						TOTAL
	Tanques GNL	Vaporización	Cargaderos Cisternas GNL	EC Boil off Emisión Directa	Sist medida gas emitido Red T&D	Instalaciones No Estandarizadas	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	48.561.136,00	0,00	0,00	0	0,00	4.280.655,90	52.841.791,90
Bahía Bizkaia Gas S.L.	11.374.544,21	0,00	67.426,51	0	19.748,12	3.886.154,39	15.347.873,23
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.683.407,16	0,00	316.121,83	0	0,00	2.333.307,69	13.332.836,67
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.011.278,50	0,00	173.400,80	0	0,00	2.435.623,15	22.620.302,45
Total	90.630.365,88	0,00	556.949,13	0,00	19.748,12	12.935.741,13	104.142.804,26

Fuente: SIDRA CNMC

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 2021, que comprende el periodo 1 de enero a 30 de septiembre de 2021, sería $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2021.

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

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

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

En los siguientes puntos, se establece la retribución por O&M del año natural 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 2021, 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.

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

Atendiendo a lo anterior, la retribución provisional para el año natural 2021 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) sería la que recoge el Cuadro 3.

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

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

Fuente: SIDRA CNMC

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 costes¹, siempre y cuando cumplan con el resto de criterios establecidos tanto en la propia Circular 9/2019 como en la Circular 8/2020 (por ejemplo, necesidad, admisibilidad, sostenibilidad económica de inversiones, etc):

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

¹ 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 retribuibles por la metodología de la Circular 9/2019

Costes retribuibles 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 retribuibles 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 retribuidos a través de la retribución de O&M a VV.UU.

Gastos de explotación activados o COPEX admisibles, que no son retribuidos ni por la retribución de O&M a VV.UU. ni por la retribución de inversión.

Dado que, a día de hoy, no hay valores auditados admitidos definitivos disponibles por ser el primer año de aplicación de la metodología retributiva prevista en la Circular 9/2019, 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

Para los gastos de explotación activados, se tomará la cuantía máxima de la inversión realizable en 2021 que, de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019, ha de comunicar la CNMC a los transportistas como consecuencia de la supervisión realizada sobre los Planes de Inversión propuestos, y cuyo análisis se recoge con mayor profundidad en el anexo I.

Para ello, se ha tenido en cuenta tanto la información facilitada en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir 2021; como la información facilitada en octubre de 2020, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019, sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares

En el cuadro siguiente se recoge resumen de los proyectos presentados por los titulares en julio de 2020.

Cuadro 4. Proyectos de COPEX presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2020		Inicio previsto en 2020 y Fin previsto en 2021		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	74	84.821.134,60	0	0,00	0	0,00	18	6.866.048,60	41	59.490.086,00	15	18.465.000,00
Proyectos <250.000 €	21	2.597.623,60					8	642.548,60	12	1.745.075,00	1	210.000,00
Proyectos ≥250.000 €	53	82.223.511,00					10	6.223.500,00	29	57.745.011,00	14	18.255.000,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	27	7.843.492,00	0	0,00	0	0,00	16	1.981.452,00	11	5.862.040,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	21	1.743.492,00					13	681.452,00	8	1.062.040,00		
Proyectos ≥250.000 €	6	6.100.000,00					3	1.300.000,00	3	4.800.000,00		
Regasificadora Noroeste, S.A.	21	3.873.255,78	0	0,00	0	0,00	14	2.450.999,78	1	102.600,00	6	1.319.656,00
Proyectos <250.000 €	15	1.263.988,00					11	970.009,00	1	102.600,00	3	191.379,00
Proyectos ≥250.000 €	6	2.609.267,78					3	1.480.990,78			3	1.128.277,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	28	9.052.375,45	1	50.000,00	2	110.790,00	11	4.074.085,45	5	2.307.500,00	9	2.510.000,00
Proyectos <250.000 €	15	1.444.790,00	1	50.000,00	2	110.790,00	6	478.000,00	3	566.000,00	3	240.000,00
Proyectos ≥250.000 €	13	7.607.585,45					5	3.596.085,45	2	1.741.500,00	6	2.270.000,00
Total	150	105.590.257,83	1	50.000,00	2	110.790,00	59	15.372.585,83	58	67.762.226,00	30	22.294.656,00
Proyectos <250.000 €	72	7.049.893,60	1	50.000,00	2	110.790,00	38	2.772.009,60	24	3.475.715,00	7	641.379,00
Proyectos ≥250.000 €	78	98.540.364,23	0	0,00	0	0,00	21	12.600.576,23	34	64.286.511,00	23	21.653.277,00

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el citado anexo I, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por COPEX iniciados y finalizados en 2021 en las plantas de regasificación.

Cuadro 5. Retribución provisional para el año natural 2021 por COPEX iniciados en 2021

En Euros	COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.941.961,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	846.384,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	332.610,60
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	589.535,33
Total	6.710.490,93

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 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

El importe anterior también se corresponde con la cuantía máxima de la inversión en COPEX realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019.

4.1.2.2.2 Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

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

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico y odorante, se tomará el coste promedio 2018-2019 declarado por las empresas a la CNMC al amparo de la Circular 1/2015, de 22 de julio (SICORE²) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026.
- 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.

Cuadro 6. Retribución provisional año natural por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX para el año natural 2021

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Δ 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
Total	1.599.807,90	20.340.436,75	0,00	21.940.244,65

Fuente: Elaboración Propia

² Sistema de Información Regulatoria de Costes.

4.1.2.3 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por operación y mantenimiento ($RO&M_a^e$) provisional para año de natural 2021 por empresa que sería la recogida en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Retribución provisional por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$) para el año natural 2021

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		4.941.961,00	13.806.850,02	84.142.351,93
Bahía Bizkaia Gas S.L.	14.047.695,08		846.384,00	3.802.803,81	18.696.882,89
Regasificadora Noroeste, S.A.	9.819.937,64		332.610,60	1.855.548,35	12.008.096,59
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	18.209.782,17		589.535,33	2.475.042,48	21.274.359,98
Total	107.470.955,80	0,00	6.710.490,93	21.940.244,65	136.121.691,38

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando la fórmula establecida en el artículo 12 de la Circular, al año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre) le corresponderían $\frac{3}{4}$ de la retribución determinada del año natural 2021, tal y como se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 8. Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$) para el año de gas 2021

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.	49.045.155,68		3.706.470,75	10.355.137,52	63.106.763,94
Bahía Bizkaia Gas S.L.	10.535.771,31		634.788,00	2.852.102,85	14.022.662,16
Regasificadora Noroeste, S.A.	7.364.953,23		249.457,95	1.391.661,26	9.006.072,44
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	13.657.336,63		442.151,50	1.856.281,86	15.955.769,98
Total	80.603.216,85	0,00	5.032.868,20	16.455.183,49	102.091.268,54

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 ($REVU_a^e$), la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e), la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M en periodos regulatorios anteriores (RMP_a^e), el incentivo correspondiente a la liquidación de las mermas de gas (IM_a^e) y el incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre (IDS_a^e).

En los siguientes epígrafes se desarrollan los tres primeros conceptos, habida cuenta que los incentivo por mermas y desarrollo sostenible solo podrán ser calculados una vez se disponga de la información real.

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

Según el artículo 15 de la Circular 9/2019, la Retribución por Extensión de Vida Útil de una empresa se determina agregando las cantidades a retribuir por cada

instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que tenga derecho ella por continuar en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

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

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVV_a^e$), provisional para año de gas 2021 por empresa sería la que recoge el Cuadro 9.

Cuadro 9. Retribución provisional por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVV_a^e$), para año de gas 2021

En Euros	Retribución por Extensión Vida Útil - Año Natural 2021						
	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.	5.346.402,17	816.423,65	183.642,14	0,00	0,00	307.551,42	6.654.019,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	0,00	118.654,47	0,00	0,00	0,00	0,00	118.654,47
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	55.659,73	0,00	0,00	0,00	0,00	55.659,73
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	134.834,63	0,00	0,00	0,00	0,00	134.834,63
Total	5.346.402,17	1.125.572,48	183.642,14	0,00	0,00	307.551,42	6.963.168,22

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 a 2021 (71,25%) 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 6.2 de esta Memoria), se obtiene la siguiente retribución provisional por RCS para el año de gas 2021.

Cuadro 10. Retribución por continuidad de suministro provisional para el año de gas 2021 (RCS_a^e)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 $RCS_{2020}^{e,A}$	Retribución RCS 2021 (1-ene a 30-sept) $RCS_{2021}^{e,2021}$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50.339.061,18	35.866.581,09
Bahía Bizkaia Gas S.L.	12.561.770,70	8.950.261,62
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.127.898,48	7.216.127,67
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	14.977.994,89	10.671.821,36
Total	88.006.725,26	62.704.791,75

Fuente: Elaboración Propia

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

El artículo 17 de la Circular 9/2019 establece que los operadores mantendrán como retribución adicional a la calculada con valores unitarios un porcentaje de las ganancias de productividad observadas en los costes de O&M del periodo anterior. Para ello, se 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.

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 Fijos 2015-2020	Retribución por O&M VVUU variables (media 2018-19)	COPEX Implícitos en VVUU 2015-2020	Costes Auditados implícitos en VVUU 2015-2020 (THT + Elect 2018-19)	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	82.142.643,68	20.877.707,67	2.601.754,94	13.806.850,02	86.611.746,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	16.538.099,55	7.910.843,64	617.452,36	3.802.803,81	20.028.687,02
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.831.305,70	2.338.905,01	332.610,60	1.855.548,35	10.982.051,76
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	21.205.675,40	2.137.851,51	589.535,33	2.475.042,48	20.278.949,10
Total	130.717.724,33	33.265.307,83	4.141.353,23	21.940.244,65	137.901.434,28

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 12. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP_a^e)

En Euros	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-2026	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Ratio días periodo 1-ene a 30-sept (273/365)	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%	74,79%	4.848.318,39
Bahía Bizkaia Gas S.L.	20.028.687,02	14.448.645,19	5.580.041,83	50%	74,79%	2.086.782,77
Regasificadora Noroeste, S.A.	10.982.051,76	9.122.723,69	1.859.328,07	50%	74,79%	695.337,76
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	20.278.949,10	13.936.104,70	6.342.844,40	50%	74,79%	2.372.050,03
Total	137.901.434,28	111.154.852,11	26.746.582,17	50%	74,79%	10.002.488,95

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.4 Valores a 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 2021 por empresa serían los que recoge el Cuadro 13.

Cuadro 13. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) para el año de gas 2021.

En Euros	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.654.019,39	36.028.900,53	4.848.318,39			47.531.238,31
Bahía Bizkaia Gas S.L.	118.654,47	8.990.767,33	2.086.782,77			11.196.204,57
Regasificadora Noroeste, S.A.	55.659,73	7.248.785,30	695.337,76			7.999.782,79
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	134.834,63	10.720.118,24	2.372.050,03			13.227.002,90
Total	6.963.168,22	62.988.571,41	10.002.488,95			79.954.228,57

Fuente: Elaboración Propia

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

Actualmente, en situación administrativa especial se encuentra la planta de regasificación del Puerto de El Musel que está afectada por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012³, 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 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, queda 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

³ 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.

instalaciones, su respectivo 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.

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, y, 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*).

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.

Atendiendo a lo anterior, la retribución por instalaciones en situación administrativa especial (*RSAE_a*) para el año gas 2021 de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. sería de 18.655.496,62 €, resultante de aplicar el ratio de días del periodo 1 enero a 30 de septiembre respecto a la duración del año 2021 (273/365) a 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 14.

Cuadro 14. Retribución por instalaciones en situación administrativa especial (*RSAE_a*) para el año de gas 2021.

En Euros (€)	ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.
Retribución Transitoria Financiera Provisional	20.777.785,85
Retribución O&M Provisional	4.164.544,80
Retribución Año Natural	24.942.330,65
Ratio días periodo 1-ene a 30 sept vs año natural	273/365
Retribución Año Gas 2021	18.655.496,62

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5 Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2021

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 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 15. Retribución provisional de la actividad regasificación para el año de gas 2021

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.	52.841.791,90	63.106.763,94	47.531.238,31	18.655.496,62		182.135.290,78
Bahía Bizkaia Gas S.L.	15.347.873,23	14.022.662,16	11.196.204,57			40.566.739,97
Regasificadora Noroeste, S.A.	13.332.836,67	9.006.072,44	7.999.782,79			30.338.691,91
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	22.620.302,45	15.955.769,98	13.227.002,90			51.803.075,33
Total	104.142.804,26	102.091.268,54	79.954.228,57	18.655.496,62	0,00	304.843.797,99

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 2021 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 2021 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 16. Retribución por inversión de instalaciones desglosada por componentes retributivo ($RInv_a^e$)

En Euros	Valor de Inversión Reconocido		Valor Neto de Inversión pdte. Amortizar Instalaciones a 31-dic-20	Amortización (A)	Retribución Financiera (RF)	Retribución Financiera del Gas Talón (RFNMLL)	Retribución por Inversión
	Instalaciones	Gal talón					
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.243.155.656,77	38.226.405,72	2.329.300.120,29	84.241.324,22	94.773.534,49	1.555.364,37	180.570.223,08
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	247.866.947,61	802.070,25	125.175.944,73	3.471.507,79	5.093.186,28	32.634,81	8.597.328,88
Regasificadora Noroeste, S.A.	65.709.888,05	315.761,36	41.855.510,01	1.171.374,78	1.703.026,17	12.847,77	2.887.248,71
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	48.169,07	2.265.454,05	67.071,79	92.177,29	1.959,91	161.208,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	166.512,55	33.918.393,98	922.929,64	1.380.079,05	6.775,10	2.309.783,79
Redexis Infraestructuras, S.L.	236.099.880,79	529.005,05	183.375.669,07	4.555.897,25	7.461.229,42	21.524,27	12.038.650,93
Redexis Gas, S.A.	198.840.975,08	634.004,57	140.073.038,50	3.727.043,62	5.699.322,49	25.796,52	9.452.162,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	42.692,43	11.700.677,99	275.485,54	476.079,75	1.737,08	753.302,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	101.926,28	27.422.416,15	631.936,29	1.115.769,28	4.147,20	1.751.852,77
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	58.602,75	16.940.780,23	455.114,82	689.290,18	2.384,44	1.146.789,44
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	34.175,93	21.215.891,98	595.722,93	863.236,86	1.390,56	1.460.350,35
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	42.000,81	21.861.469,37	640.469,53	889.504,26	1.708,94	1.531.682,72
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	143.303.445,99	317.291,04	30.503.746,02	1.175.694,48	1.241.143,10	12.910,01	2.429.747,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	22.313,08	7.208.618,21	190.477,23	293.305,84	907,88	484.690,95
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	23.969,29	10.566.283,75	275.525,00	429.923,27	975,27	706.423,54
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.495,38	637.084,69	19.624,46	25.921,84	60,84	45.607,14
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.135,40	660.022,22	15.506,55	26.855,13	46,20	42.407,87
Total	6.349.704.711,18	41.367.530,98	3.004.681.121,25	102.432.705,91	122.253.584,68	1.683.171,17	226.369.461,76

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 17. Retribución por inversión de instalaciones ($RInv_a^e$) para el año de gas 2021 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.	143.773.547,42	31.597.269,85	4.463.172,13	317.879,70	418.353,99	180.570.223,08
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.207.245,63	0,00	390.083,25	0,00	0,00	8.597.328,88
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.791.941,66	0,00	95.307,05	0,00	0,00	2.887.248,71
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	161.208,99	0,00	0,00	0,00	0,00	161.208,99
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.043.645,52	0,00	266.138,26	0,00	0,00	2.309.783,79
Redexis Infraestructuras, S.L.	10.855.424,85	0,00	1.183.226,08	0,00	0,00	12.038.650,93
Redexis Gas, S.A.	8.362.403,64	0,00	1.089.758,99	0,00	0,00	9.452.162,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	680.430,68	0,00	72.871,69	0,00	0,00	753.302,37
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.607.139,43	0,00	144.713,34	0,00	0,00	1.751.852,77
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.050.450,32	0,00	96.339,13	0,00	0,00	1.146.789,44
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.297.240,52	0,00	163.109,83	0,00	0,00	1.460.350,35
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.355.596,93	0,00	176.085,79	0,00	0,00	1.531.682,72
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.130.663,32	0,00	299.084,27	0,00	0,00	2.429.747,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	441.554,22	0,00	43.136,73	0,00	0,00	484.690,95
NEDGIA RIOJA, S.A.	612.626,99	0,00	93.796,55	0,00	0,00	706.423,54
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	37.127,47	0,00	8.479,67	0,00	0,00	45.607,14
NEDGIA, S.A.	42.407,87	0,00	0,00	0,00	0,00	42.407,87
Total	185.450.655,45	31.597.269,85	8.585.302,77	317.879,70	418.353,99	226.369.461,76

Fuente: Elaboración Propia

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

Al igual que en la actividad de regasificación, de acuerdo con el artículo 12 de la Circular 9/2019, la retribución de una empresa devengada por la operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones (RO&M_a^e) para el año de gas 2021 se obtiene imputando $\frac{3}{4}$ de la retribución por O&M del año natural 2021, 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 2021 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 anterior, se reconoce la retribución provisional para el año natural 2021 por aplicación de los VV.UU. de referencia de O&M ($COM_{VU,n}^{i,A}$) que recoge siguiente cuadro.

Cuadro 18. Retribución provisional del año natural 2021 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	25.986.104,68	18.020.779,39	0,00	0,00	103.081.191,15
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.643.070,37	0,00	1.297.426,44	0,00	0,00	3.940.496,81
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 Gas, 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	2.169.559,45	0,00	0,00	4.694.775,64
NEDGIA NAVARRA, S.A.	163.736,31	0,00	76.025,29	0,00	0,00	239.761,61
NEDGIA RIOJA, S.A.	228.407,06	0,00	171.237,38	0,00	0,00	399.644,44
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	25.317,84	0,00	19.655,13	0,00	0,00	44.972,97
NEDGIA, S.A.	5.825,51	0,00	0,00	0,00	0,00	5.825,51
Total	75.849.841,87	25.986.104,68	27.744.125,95	0,00	0,00	129.580.072,50

Fuente: Elaboración Propia

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

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

Cuadro 19. Retribución provisional de O&M del año natural 2021 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	1.062.821,27	173.284,57	0,00	0,00	4.939.601,27

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.

Para ello se ha tenido en cuenta tanto la información facilitada en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir 2021; como la información facilitada en octubre de 2020, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019, sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares.

En el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados por los titulares en julio de 2020.

Cuadro 20. Proyectos de COPEX presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50	39.883.861,33	14	13.014.436,33	34	26.329.425,00	2	540.000,00
Proyectos <250.000 €	19	2.010.000,00	7	625.000,00	11	1.345.000,00	1	40.000,00
Proyectos ≥250.000 €	31	37.873.861,33	7	12.389.436,33	23	24.984.425,00	1	500.000,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2	461.430,00	2	461.430,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	60.000,00	1	60.000,00				
Proyectos ≥250.000 €	1	401.430,00	1	401.430,00				
Regasificadora Noroeste, S.A.	5	645.827,00	4	552.327,00	0	0,00	1	93.500,00
Proyectos <250.000 €	4	363.000,00	3	269.500,00			1	93.500,00
Proyectos ≥250.000 €	1	282.827,00	1	282.827,00				
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Infraestructuras, S.L.	225	8.639.903,05	224	7.513.818,87	1	1.126.084,18	0	0,00
Proyectos <250.000 €	224	7.513.818,87	224	7.513.818,87				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.126.084,18			1	1.126.084,18		
Redexis Gas, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Gas Murcia, S.A.	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32	0	0,00
Proyectos <250.000 €	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32		
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	8	151.830,00	0	0,00	8	151.830,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	151.830,00			8	151.830,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CEGAS, S.A.	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	17	3.329.070,00	7	705.000,00	9	2.524.070,00	1	100.000,00
Proyectos <250.000 €	14	1.574.070,00	7	705.000,00	6	769.070,00	1	100.000,00
Proyectos ≥250.000 €	3	1.755.000,00			3	1.755.000,00		
NEDGIA NAVARRA, S.A.	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA RIOJA, S.A.	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA, S.A.	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00		
Proyectos ≥250.000 €								
Total	387	55.062.265,51	281	23.161.698,01	102	31.167.067,50	4	733.500,00
Proyectos <250.000 €	350	13.623.063,00	272	10.088.004,68	75	3.301.558,32	3	233.500,00
Proyectos ≥250.000 €	37	41.439.202,51	9	13.073.693,33	27	27.865.509,18	1	500.000,00

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el citado anexo I, se obtienen las siguientes cuantías de retribución provisional por COPEX para 2021 en transporte.

Cuadro 21. Retribución provisional año natural por COPEX iniciados y finalizados en 2021

En Euros	COPEX 2021s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	14.911.882,11
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	461.430,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	146.958,16
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.126.084,18
Redexis Gas, S.A.	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	72.108,32
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	90.409,93
NEDGIA CEGAS, S.A.	88.000,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	87.000,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	134.000,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	951.000,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	23.848,03
NEDGIA RIOJA, S.A.	43.769,52
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	19.000,00
NEDGIA, S.A.	26.000,00
Total	18.181.490,25

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 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

El importe anterior también se corresponde con la cuantía máxima de la inversión en COPEX realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019.

4.2.2.3.2 Otros Costes O&M Auditados diferentes a los COPEX

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

- i. Para los costes de adquisición de suministro eléctrico 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 (SICORE⁴) considerados para determinar los VV.UU. de referencia de O&M para 2021-2026.
- ii. Se considera un consumo de gas de operación equivalente al que hubo en 2019, al considerarse que los datos de 2020 están afectados por el efecto de la pandemia de COVID. El coste se obtiene aplicando el precio

⁴ Sistema de Información Regulatoria de Costes.

a futuro 14,50 €/MWh⁵ más el impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh) a los datos declarados en SIFCO para 2019.

- 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.

Cuadro 22. Retribución provisional año natural por Otros Costes O&M Auditados diferentes a COPEX

En Euros	Coste Adquisición Odorante	Coste Suministro Eléctrico	Gas de Operación	Incremento tasas de ocupación del dominio público	Total OCOM distintos a COPEX
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.212.801,76	1.185.909,00	12.116.011,95		15.514.722,71
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.			202.825,18		202.825,18
Regasificadora Noroeste, S.A.			1.048,29		1.048,29
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.			0,00		0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.763,00		21.741,15		25.504,15
Redexis Infraestructuras, S.L.	24.494,00		102.460,17		126.954,17
Redexis Gas, S.A.	847,00		68.793,13		69.640,13
Redexis Gas Murcia, S.A.			897,19		897,19
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	740,00		3.395,33		4.135,33
NEDGIA CEGAS, S.A.			165,37		165,37
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	55.500,00		2.811,33		58.311,33
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.			25.400,25		25.400,25
NEDGIA CATALUNYA, S.A.			7.811,80		7.811,80
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.			9.031,74		9.031,74
Total	2.298.145,76	1.185.909,00	12.562.392,88	0,00	16.046.447,64

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.4 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, la retribución por operación y mantenimiento ($RO\&M_n^e$) provisional para año de natural 2021 por empresa sería la que recoge el siguiente cuadro.

⁵ Precio medio ponderado de las transacciones del producto año+1 durante el mes de noviembre en BME (323,39 GWh negociados en 7 transacciones con un precio medio ponderado de 14,43 €/MWh) y MIBGAS Derivatives (200,75 GWh negociados en 6 transacciones con un precio medio ponderado de 14,61 €/MWh)

Cuadro 23. Retribución provisional año natural 2021 por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_n^e$)

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	103.081.191,15	4.939.601,27	14.911.882,11	15.514.722,71	138.447.397,24
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	3.940.496,81		461.430,00	202.825,18	4.604.751,99
Regasificadora Noroeste, S.A.	950.980,40		146.958,16	1.048,29	1.098.986,85
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	51.335,15		0,00	0,00	51.335,15
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.361.626,06		0,00	25.504,15	1.387.130,21
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.544.267,72		1.126.084,18	126.954,17	6.797.306,08
Redexis Gas, S.A.	5.571.726,38		0,00	69.640,13	5.641.366,51
Redexis Gas Murcia, S.A.	375.955,28		72.108,32	897,19	448.960,79
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	682.815,32		90.409,93	4.135,33	777.360,58
NEDGIA CEGAS, S.A.	960.511,38		88.000,00	165,37	1.048.676,75
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	824.697,83		87.000,00	58.311,33	970.009,16
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	849.488,85		134.000,00	25.400,25	1.008.889,09
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	4.694.775,64		951.000,00	7.811,80	5.653.587,44
NEDGIA NAVARRA, S.A.	239.761,61		23.848,03	0,00	263.609,64
NEDGIA RIOJA, S.A.	399.644,44		43.769,52	0,00	443.413,96
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	44.972,97		19.000,00	0,00	63.972,97
NEDGIA, S.A.	5.825,51		26.000,00	9.031,74	40.857,25
Total	129.580.072,50	4.939.601,27	18.181.490,25	16.046.447,64	168.747.611,66

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 24. Retribución año de gas 2021 por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO&M_a^e$)

En Euros	Costes O&M a VV.UU. (COM _{vu})	Costes O&M Inst. Singulares (COM _{sing})	COPEX	Otros Costes O&M Auditados	Retribución por O&M
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	77.310.893,36	3.704.700,95	11.183.911,58	12.518.860,26	103.835.547,93
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2.955.372,61	0	346.072,50	166.897,49	3.453.563,99
Regasificadora Noroeste, S.A.	713.235,30	0	110.218,62	862,60	824.240,14
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	38.501,37	0	0,00	0,00	38.501,37
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.021.219,54	0	0,00	20.712,26	1.040.347,66
Redexis Infraestructuras, S.L.	4.158.200,79	0	844.563,14	102.681,26	5.097.979,56
Redexis Gas, S.A.	4.178.794,78	0	0,00	57.242,62	4.231.024,88
Redexis Gas Murcia, S.A.	281.966,46	0	54.081,24	738,27	336.720,59
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	512.111,49	0	67.807,45	3.348,89	583.020,44
NEDGIA CEGAS, S.A.	720.383,54	0	66.000,00	136,08	786.507,56
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	618.523,37	0	65.250,00	43.938,35	727.506,87
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	637.116,64	0	100.500,00	20.900,94	756.666,82
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	3.521.081,73	0	713.250,00	6.428,05	4.240.190,58
NEDGIA NAVARRA, S.A.	179.821,21	0	17.886,02	0,00	197.707,23
NEDGIA RIOJA, S.A.	299.733,33	0	32.827,14	0,00	332.560,47
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	33.729,73	0	14.250,00	0,00	47.979,73
NEDGIA, S.A.	4.369,13	0	19.500,00	7.431,89	30.642,94
Total	97.185.054,38	3.704.700,95	13.636.117,69	12.950.178,95	126.560.708,75

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 ($REVV_a^e$), 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 incentivo 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 ($REVU_a^e$)

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

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

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconoce la retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REVU_a^e$), provisional para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 25.

Cuadro 25. Retribución provisional año gas por Extensión de Vida Útil de las instalaciones ($REUV_a^e$), para año de gas 2021

En Euros	GASODUCTO	ESTACIÓN COMPRESIÓN	ERM/EM Y AMPLIACIONES	CENTROS DE MANTENIMIENTO	OTROS ELEMENTOS AUXILIARES	TOTAL
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.650.628,57	1.300.652,50	1.816.335,53	0,00	0,00	4.767.616,60
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0,00	0,00	103.070,45	0,00	0,00	103.070,45
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 Gas, 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.	3.840,79	0,00	0,00	0,00	0,00	3.840,79
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.	72.658,57	0,00	389.142,35	0,00	0,00	461.800,91
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	1.727.127,92	1.300.652,50	2.308.548,33	0,00	0,00	5.336.328,75

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 2021 (71,25%) 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 (ver epígrafe 6.3 de esta Memoria), se obtiene la siguiente retribución por RCS para el año de gas 2021.

Cuadro 26. Retribución por continuidad de suministro provisional para 2021 ($RCS_a^{e,A}$)

En Euros	Retribución Provisional RCS 2020 $RCS_{2020}^{e,A}$	Retribución RCS 2021 (1-ene a 30-sept) $RCS_{2020}^{e,2021}$
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	196.359.637,97	139.906.242,05
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	6.998.546,04	4.986.464,05
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.018.339,40	1.438.066,82
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	153.006,85	109.017,38
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.899.642,61	1.353.495,36
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.979.683,20	4.973.024,28
Redexis Gas, S.A.	8.298.193,66	5.912.462,98
Redexis Gas Murcia, S.A.	562.134,44	400.520,79
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.041.409,96	742.004,60
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.134.921,63	808.631,66
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.007.154,72	717.597,74
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.152.746,58	821.331,94
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.470.794,56	3.897.941,12
NEDGIA NAVARRA, S.A.	404.458,70	288.176,82
NEDGIA RIOJA, S.A.	553.207,07	394.160,04
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	36.073,71	25.702,52
NEDGIA, S.A.	29.202,02	20.806,44
Total	234.099.153,12	166.795.646,60

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.

Cuadro 27. Determinación de la Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a los Nuevos VVUU 2021-2026

En Euros	Retribución por O&M VVUU Fijos 2015-2020	COPEX Implícitos en VVUU 2015-2020	Costes Auditados implícitos en VVUU 2018-2019 (THT)	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 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.U.	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 Gas, S.A.	5.707.850,46	512.837,87	847,00	5.194.165,59
Redexis Gas Murcia, S.A.	365.739,01	32.860,85	0,00	332.878,16
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.006.256,39	90.409,93	740,00	915.106,45
NEDGIA CEGAS, S.A.	761.037,34	68.377,54	0,00	692.659,80
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	777.868,25	69.889,76	55.500,00	652.478,49
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	846.476,97	76.054,10	0,00	770.422,87
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	6.097.477,61	547.845,02	0,00	5.549.632,59
NEDGIA NAVARRA, S.A.	265.426,92	23.848,03	0,00	241.578,89
NEDGIA RIOJA, S.A.	487.151,78	43.769,52	0,00	443.382,26
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	50.698,89	4.555,18	0,00	46.143,71
NEDGIA, S.A.	3.869,05	347,63	0,00	3.521,42
Total	199.167.477,29	17.894.762,00	2.298.145,76	178.974.569,53

Fuente: Elaboración Propia

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

Cuadro 28. Retribución Anual provisional por mejora de la productividad en los costes de O&M 2015-2020 (RMP^e)

En Euros	Retribución por O&M VVUU 2015-2020 Equiparables a Nuevos VVUU	Costes utilizados para determinar VVUU 2021-2026	Mejora de Productividad Observada (MPO)	% de Reparto con Usuarios	Ratio días periodo 1-ene a 30-sept (273/365)	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%	74,79%	18.000.565,91
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	5.319.874,63	4.205.211,80	1.114.662,83	50%	74,79%	416.853,36
Regasificadora Noroeste, S.A.	1.488.676,11	1.079.169,67	409.506,44	50%	74,79%	153.144,19
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	97.816,99	108.645,47	-10.828,48	50%	74,79%	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.515.539,55	376.677,26	1.138.862,29	50%	74,79%	425.903,30
Redexis Infraestructuras, S.L.	6.867.147,83	3.437.860,28	3.429.287,55	50%	74,79%	1.282.459,59
Redexis Gas, S.A.	5.194.165,59	7.811.839,84	-2.617.674,25	50%	74,79%	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	332.878,16	312.233,69	20.644,47	50%	74,79%	7.720,47
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	915.106,45	1.154.672,13	-239.565,68	50%	74,79%	0,00
NEDGIA CEGAS, S.A.	692.659,80	841.569,28	-148.909,48	50%	74,79%	0,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	652.478,49	711.650,52	-59.172,03	50%	74,79%	0,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	770.422,87	470.351,48	300.071,39	50%	74,79%	112.218,48
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5.549.632,59	3.446.544,18	2.103.088,41	50%	74,79%	786.497,45
NEDGIA NAVARRA, S.A.	241.578,89	222.930,09	18.648,80	50%	74,79%	6.974,14
NEDGIA RIOJA, S.A.	443.382,26	27.299,27	416.082,99	50%	74,79%	155.603,64
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	46.143,71	127.014,31	-80.870,60	50%	74,79%	0,00
NEDGIA, S.A.	3.521,42	3.130.036,61	-3.126.515,19	50%	74,79%	0,00
Total	178.974.569,53	128.173.868,69	50.800.700,84			21.347.940,52

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3.4 Valores a publicar en la Resolución

Atendiendo a lo indicado en los puntos anteriores, se reconocen los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPE^e) para año de gas 2021 por empresa que recoge el Cuadro 29.

Cuadro 29. Ajustes a la retribución por productividad y eficiencia (ARPE^e) para año de gas 2021

En Euros	Retribución Extensión Vida Útil (REVU)	Retribución Continuidad Suministro (RCS)	Retribución por Mejora de la Productividad (RMP)	Incentivo Liquidación Mermas (IM)	Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)	Retribución por ARPE
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.767.616,60	139.906.242,05	18.000.565,91			162.685.755,61
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	103.070,45	4.986.464,05	416.853,36			5.506.791,72
Regasificadora Noroeste, S.A.	0,00	1.438.066,82	153.144,19			1.591.327,48
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	109.017,38	0,00			109.026,21
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00	1.353.495,36	425.903,30			1.779.508,27
Redexis Infraestructuras, S.L.	0,00	4.973.024,28	1.282.459,59			6.255.886,64
Redexis Gas, S.A.	0,00	5.912.462,98	0,00			5.912.941,83
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	400.520,79	7.720,47			408.273,69
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	742.004,60	0,00			742.064,70
NEDGIA CEGAS, S.A.	3.840,79	808.631,66	0,00			812.537,94
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	0,00	717.597,74	0,00			717.655,86
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	0,00	821.331,94	112.218,48			933.616,94
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	461.800,91	3.897.941,12	786.497,45			5.146.555,18
NEDGIA NAVARRA, S.A.	0,00	288.176,82	6.974,14			295.174,31
NEDGIA RIOJA, S.A.	0,00	394.160,04	155.603,64			549.795,59
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	25.702,52	0,00			25.704,60
NEDGIA, S.A.	0,00	20.806,44	0,00			20.808,12
Total	5.336.328,75	166.795.646,60	21.347.940,52	0,00	0,00	193.493.424,68

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4 Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2021

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 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 30. Retribución provisional de la actividad transporte para el año de gas 2021

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.	180.570.223,08	93.534.454,57	162.685.755,61			447.091.526,62
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.597.328,88	3.122.270,10	5.506.791,72			17.557.684,59
Regasificadora Noroeste, S.A.	2.887.248,71	714.097,90	1.591.327,48			5.302.816,34
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	161.208,99	38.501,37	109.026,21			308.736,57
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.309.783,79	1.041.931,80	1.779.508,27			5.129.639,72
Redexis Infraestructuras, S.L.	12.038.650,93	4.260.882,06	6.255.886,64			23.392.517,13
Redexis Gas, S.A.	9.452.162,63	4.236.037,40	5.912.941,83			19.596.129,34
Redexis Gas Murcia, S.A.	753.302,37	282.704,72	408.273,69			1.498.296,65
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.751.852,77	515.460,38	742.064,70			3.076.937,90
NEDGIA CEGAS, S.A.	1.146.789,44	720.519,61	812.537,94			2.745.834,94
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.460.350,35	662.461,72	717.655,86			2.905.513,08
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.531.682,72	658.017,58	933.616,94			3.221.966,48
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2.429.747,59	3.527.509,78	5.146.555,18			11.816.493,35
NEDGIA NAVARRA, S.A.	484.690,95	179.821,21	295.174,31			977.572,49
NEDGIA RIOJA, S.A.	706.423,54	299.733,33	549.795,59			1.588.779,60
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	45.607,14	33.729,73	25.704,60			119.291,47
NEDGIA, S.A.	42.407,87	11.801,03	20.808,12			93.858,93
Total	226.369.461,76	113.839.934,28	193.493.424,68	0,00	0,00	546.423.595,19

Fuente: Elaboración Propia

5 RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA AÑO DE GAS 2021.

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 la CNMC, y la retribución provisional 2020 se determina en el epígrafe 7 de esta Memoria. El siguiente cuadro recoge la determinación de la RDE para el periodo 1 de enero a 30 de septiembre del año de gas 2021.

Cuadro 31. Determinación de la Retribución Base (RDE) de gas 2021

	Retribución Provisional 2020 por Anexo X Ley 18/2014	Ajustes Retribución Distribución (AAD)	Retribución Base Anual (RDE)	Ratio días periodo (273/365)	Retribución Base (RDE) 1-ene a 30-sept
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.779.430,54	1.034.305,00	11.745.125,54	74,79%	8.784.710,34
Domus Mil Natural, S.A.	82.695,88		82.695,88	74,79%	61.851,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	136.656,44		136.656,44	74,79%	102.211,53
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.917.490,11	24.516.919,00	118.400.571,11	74,79%	88.557.139,49
Redexis Gas, S.A.	89.687.682,25	9.596.229,00	80.091.453,25	74,79%	59.904.018,46
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.583.310,61	2.020.082,00	14.563.228,61	74,79%	10.892.497,02
Nortegas Energía Distribución, S.A.	100.743.229,39	19.116.707,00	81.626.522,39	74,79%	61.052.166,06
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.295.559,73	11.903.055,00	58.392.504,73	74,79%	43.674.393,95
Tolosa Gas, S.A	756.439,64	125.356,00	631.083,64	74,79%	472.015,98
Nedgia Andalucía, S.A.	63.351.518,53	10.643.174,00	52.708.344,53	74,79%	39.422.953,58
Nedgia Ballears, S.A.			0,00	74,79%	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.413.267,31	3.352.956,00	45.060.311,31	74,79%	33.702.643,80
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.454.576,38	6.406.309,00	72.048.267,38	74,79%	53.888.156,15
Nedgia Catalunya, S.A.	390.095.089,39	83.269.407,00	306.825.682,39	74,79%	229.488.798,06
Nedgia Cegas, S.A.	118.739.745,60	23.769.889,00	94.969.856,60	74,79%	71.032.248,91
Nedgia Galicia, S.A.	40.962.882,88	3.809.283,00	37.153.599,88	74,79%	27.788.856,90
Nedgia Madrid, S.A.	149.905.623,88	31.037.897,00	118.867.726,88	74,79%	88.906.546,41
Nedgia Navarra, S.A.	34.109.567,00	3.110.413,00	30.999.154,00	74,79%	23.185.668,61
Nedgia Rioja, S.A.	15.336.542,61	1.447.377,00	13.889.165,61	74,79%	10.388.334,83
Nedgia Aragon, S.A	6.454.798,91	1.244.016,00	5.210.782,91	74,79%	3.897.380,09
Nedgia, S.A	15.048.826,91	2.635.972,00	12.412.854,91	74,79%	9.284.135,32
Total	1.394.854.933,99	239.039.346,00	1.155.815.587,99	74,79%	864.486.727,45

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 acumuladas respecto al 2020 del número de puntos de suministro y del gas suministrado.

Más específicamente, se retribuye en función de la variación 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 por el gas suministrado a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular y a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar puestos en servicio desde del 31 de diciembre de 2020, este último con una duración limitada de cinco años.

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

- “La información relativa al número de puntos de suministro se obtendrá del valor declarado en la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1» disponible en el momento de cálculo”, en nuestro caso la liquidación 10/2020.
- “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 10/2020, “considerando como datos correspondientes al año de gas «a» los acumulados de los últimos doce meses de facturación”, es decir la información declarada para las liquidaciones realizadas entre la liquidación 11/2019 y la liquidación 10/2020, ambas incluidas.

Por su parte, la disposición transitoria segunda de la Circular señala que “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”.

Dado que esta información disponible en estos momentos ha sido la utilizada para determinar la nueva retribución de 2020, las variaciones de número de puntos de suministro y demanda para el año de gas 2021 son nulas y, por tanto, el primer valor provisional de retribución por desarrollo de mercado también.

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 2021 es 63,75%.

La retribución transitoria para el año de gas 2021 sería la que recoge el siguiente cuadro.

Cuadro 32. Retribución transitoria de distribución para 2021-26 (RTD%)

En Euros	Ajuste Actividad Distribución (AAD)	Retribución Transitoria Distribución 2021 (RTD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,00	659.369,44
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	15.629.535,86
Redexis Gas, S.A.	9.596.229,00	6.117.595,99
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.020.082,00	1.287.802,28
Nortegas Energía Distribución, S.A.	19.116.707,00	12.186.900,71
Ned España Distribución Gas, S.A.U	11.903.055,00	7.588.197,56
Tolosa Gas, S.A	125.356,00	79.914,45
Nedgia Andalucía, S.A.	10.643.174,00	6.785.023,43
Nedgia Baleares, S.A.	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	3.352.956,00	2.137.509,45
Nedgia Castilla Y León, S.A.	6.406.309,00	4.084.021,99
Nedgia Catalunya, S.A.	83.269.407,00	53.084.246,96
Nedgia Cegas, S.A.	23.769.889,00	15.153.304,24
Nedgia Galicia, S.A.	3.809.283,00	2.428.417,91
Nedgia Madrid, S.A.	31.037.897,00	19.786.659,34
Nedgia Navarra, S.A.	3.110.413,00	1.982.888,29
Nedgia Rioja, S.A.	1.447.377,00	922.702,84
Nedgia Aragon, S.A	1.244.016,00	793.060,20
Nedgia, S.A	2.635.972,00	1.680.432,15
Total	239.039.346,00	152.387.583,08

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 Anexo X de la Ley 18/2014

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

Para ello, la disposición señala que “las empresas distribuidoras tendrán derecho a una retribución adicional por desarrollo de mercado en 2020 por la diferencia

existente entre el número medio de puntos de suministro considerado para determinar la retribución del año 2020 y el número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020 que, en aplicación de esta circular, se tome en consideración para determinar la retribución por desarrollo de mercado de 2021”.

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

Cuadro 33. Regularización de la actividad distribución por adaptación de modelo para el año de gas 2021

En Euros	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (CImgc<4b)				Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (CImgc<4b)				Total Regularización Provisional
	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.	77.627,00	78.004,00	377,00	18.850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18.850,00
Domus Mil Natural, S.A.	93,50	156,00	62,50	3.125,00	275,00	275,00	0,00	0,00	3.125,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	81,00	83,00	2,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Madriñena Red De Gas, S.A.	884.147,50	886.007,00	1.859,50	92.975,00	2.838,00	2.838,00	0,00	0,00	92.975,00
Redexis Gas, S.A.	505.691,50	511.092,00	5.400,50	270.025,00	19.094,00	19.094,00	0,00	0,00	270.025,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	97.174,50	97.393,00	218,50	10.925,00	1.288,00	1.288,00	0,00	0,00	10.925,00
Nortegas Energía Distribución, S.A.	549.155,00	551.185,00	2.030,00	101.500,00	1.386,00	1.386,00	0,00	0,00	101.500,00
Ned España Distribución Gas, S.A.U	404.275,50	405.685,00	1.409,50	70.475,00	186,00	186,00	0,00	0,00	70.475,00
Tolosa Gas, S.A	5.142,00	5.160,00	18,00	900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,00
Nedgia Andalucía, S.A.	407.320,50	405.951,00	-1.369,50	-68.475,00	1.223,00	1.223,00	0,00	0,00	-68.475,00
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.	265.211,50	266.319,00	1.107,50	55.375,00	6.151,00	6.151,00	0,00	0,00	55.375,00
Nedgia Castilla Y León, S.A.	449.367,50	450.947,00	1.579,50	78.975,00	9.892,00	9.892,00	0,00	0,00	78.975,00
Nedgia Catalunya, S.A.	2.169.616,50	2.170.048,00	431,50	21.575,00	14.192,00	14.192,00	0,00	0,00	21.575,00
Nedgia Cegas, S.A.	641.908,50	639.533,00	-2.375,50	-118.775,00	5.421,00	5.421,00	0,00	0,00	-118.775,00
Nedgia Galicia, S.A.	276.332,00	277.006,00	674,00	33.700,00	14.985,00	14.985,00	0,00	0,00	33.700,00
Nedgia Madrid, S.A.	900.137,50	901.019,00	881,50	44.075,00	1.097,00	1.097,00	0,00	0,00	44.075,00
Nedgia Navarra, S.A.	149.700,00	150.242,00	542,00	27.100,00	195,00	195,00	0,00	0,00	27.100,00
Nedgia Rioja, S.A.	87.953,00	88.294,00	341,00	17.050,00	1.562,00	1.562,00	0,00	0,00	17.050,00
Nedgia Aragon, S.A	1.716,00	1.735,00	19,00	950,00	0,00	0,00	0,00	0,00	950,00
Nedgia, S.A	2,50	5,00	2,50	125,00	0,00	0,00	0,00	0,00	125,00
TOTAL	7.872.653,00	7.885.864,00	13.211,00	660.550,00	79.785,00	79.785,00	0,00	0,00	660.550,00

Fuente: Elaboración Propia

5.5 Retribución provisional de la actividad distribución para el año de gas 2021

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 2021 (1 de enero a 30 de septiembre) sería la siguiente.

Cuadro 34. 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 Disposición Trans Primera	Retribución Distribución (RD)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	8.784.710,34	0,00	659.369,44		18.850,00	9.462.929,77
Domus Mil Natural, S.A.	61.851,99	0,00	0,00		3.125,00	64.976,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.211,53	0,00	0,00		100,00	102.311,53
Madrileña Red De Gas, S.A.	88.557.139,49	0,00	15.629.535,86		92.975,00	104.279.650,35
Redexis Gas, S.A.	59.904.018,46	0,00	6.117.595,99		270.025,00	66.291.639,45
Redexis Gas Murcia, S.A.	10.892.497,02	0,00	1.287.802,28		10.925,00	12.191.224,29
Nortegas Energía Distribución, S.A.	61.052.166,06	0,00	12.186.900,71		101.500,00	73.340.566,77
Ned España Distribución Gas, S.A.U	43.674.393,95	0,00	7.588.197,56		70.475,00	51.333.066,51
Tolosa Gas, S.A	472.015,98	0,00	79.914,45		900,00	552.830,43
Nedgia Andalucía, S.A.	39.422.953,58	0,00	6.785.023,43		-68.475,00	46.139.502,00
Nedgia Ballears, S.A.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	33.702.643,80	0,00	2.137.509,45		55.375,00	35.895.528,25
Nedgia Castilla Y León, S.A.	53.888.156,15	0,00	4.084.021,99		78.975,00	58.051.153,14
Nedgia Catalunya, S.A.	229.488.798,06	0,00	53.084.246,96		21.575,00	282.594.620,02
Nedgia Cegas, S.A.	71.032.248,91	0,00	15.153.304,24		-118.775,00	86.066.778,15
Nedgia Galicia, S.A.	27.788.856,90	0,00	2.428.417,91		33.700,00	30.250.974,81
Nedgia Madrid, S.A.	88.906.546,41	0,00	19.786.659,34		44.075,00	108.737.280,74
Nedgia Navarra, S.A.	23.185.668,61	0,00	1.982.888,29		27.100,00	25.195.656,90
Nedgia Rioja, S.A.	10.388.334,83	0,00	922.702,84		17.050,00	11.328.087,66
Nedgia Aragon, S.A	3.897.380,09	0,00	793.060,20		950,00	4.691.390,29
Nedgia, S.A	9.284.135,32	0,00	1.680.432,15		125,00	10.964.692,47
Total	864.486.727,45	0,00	152.387.583,08	0,00	660.550,00	1.017.534.860,53

Fuente: Elaboración Propia

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

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 hasta 31 de diciembre de 2020 para las actividades de transporte y regasificación lo establecen la Ley 18/2014⁶, la Ley 34/1998⁷, y demás disposiciones de desarrollo. Se caracteriza por tener tres componentes:

- **La Retribución por Disponibilidad (RD)** que retribuye los costes de explotación/operación y mantenimiento (O&M)⁸ y los costes de inversión –la amortización y los costes financieros (incluida la rentabilidad prevista) – de las empresas que desarrollan estas actividades. La Retribución por Disponibilidad se compone, a su vez, de cuatro conceptos:
 - i. La retribución por costes de O&M se determina cada año aplicando los valores unitarios (VU) estándar vigentes a las características de las instalaciones de transporte y regasificación incluidas en el régimen retributivo⁹ (retribución por O&M fija), y a las magnitudes de operación de las plantas de regasificación¹⁰ (retribución O&M variable). Al importe obtenido de retribución por O&M fija, se le añaden los costes de O&M directos de instalaciones singulares e instalaciones con suspensión de tramitación, en caso de haberlos, ya que los valores unitarios estándar vigentes son determinados considerando los costes de O&M directos de las instalaciones estándar y los costes de O&M indirectos o de estructura del conjunto de la actividad.
 - ii. La retribución por amortización de cada año se determina, agregando la retribución resultante de dividir el Valor Inversión Bruto Reconocido de cada uno de los activos incluidos en el régimen retributivo por su vida útil

⁶ Art. 60, Art. 62, Art. 64 y Anexo XI.

⁷ Art. 69.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

⁸ El concepto de costes de explotación es utilizado por Ley 34/1998, el Real Decreto 949/2001 y la Orden ECO/301/2002, mientras que el concepto de costes de O&M es utilizado por el Real Decreto 326/2008 y la Ley 18/2014. Este último se trata de una simplificación terminológica de la denominación establecida inicialmente en las primeras disposiciones ya que, tal y como recogía el Artículo 5 de la Orden ECO/301/2002, la retribución por coste anuales de explotación [CET] incluía los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, los costes de estructura y otros costes necesarios para desarrollar las actividades de regasificación, almacenamiento o transporte, atendiendo a lo dispuesto en el Artículo 16 del Real Decreto 949/2001 que indicaba que para determinar los costes a retribuir se tomarían en consideración los costes enumerados antes junto a los costes de inversión, y la disponibilidad y utilización de las instalaciones.

⁹ Son los que se conocen como VU de O&M fijos. Para transporte, actualmente, hay VU vigentes para la Obra Lineal de los gasoductos, las Estaciones de Regulación y/o Medida (ERM/EMs) y las Estaciones de Compresión (EC). Para atender a las diferentes tipologías, se definen 16 VU y 3 coeficientes correctores (uno para obra lineal de transporte secundario, otro para ERM/EM de transporte secundario y otro para determinar los VU de las EMs a partir de los definidos para las ERM).

Por su parte, para regasificación, hay VU vigentes para el conjunto de la Planta de Regasificación, los Tanques de GNL, los Vaporizadores de GNL y los Cargaderos de Cisternas de GNL. En total se definen 5 VU porque la fórmula para retribuir a los Tanques de GNL es del tipo “a+b*x”.

¹⁰ Son los que se conocen con VU de O&M variables y solo están definidos para la actividad de regasificación, habiendo un VU vigente por kWh regasificado, kWh cargado en cisterna de GNL y kWh trasvasado a buque (este último además tiene tasado un importe mínimo para operaciones de puesta en frío).

regulatoria. El Valor Inversión Bruto Reconocido de los nuevos activos que se incluyen en el régimen retributivo, se calcula:

- ✓ Para el transporte¹¹, es el valor medio entre el valor resultante de aplicar los valores unitarios estandarizados vigentes¹² y el valor auditado de inversión presentado por la empresa admitido, al que se le descuentan las subvenciones percibidas, los importes financiados por terceros o medidas de efecto equivalente percibidas.

En el caso de existir instalaciones singulares, con el modelo actual estas se valoraban de acuerdo con el valor auditado de inversión presentado por la empresa y admitido por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

- ✓ Para la regasificación¹³, se aplica la misma fórmula que para el transporte, pero con la condición adicional de que el valor medio no puede superar el valor resultante de aplicar los valores unitarios estandarizados vigentes en el año de puesta en servicio.

En el caso de existir instalaciones singulares, estas se valoraban de acuerdo con el valor auditado de inversión presentado por la empresa y admitido por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)

- iii. La retribución por costes financieros de cada año se determina agregando la retribución financiera resultante de aplicar la tasa de retribución financiera vigente¹⁴ al Valor Inversión Neto reconocido a 31 de diciembre

¹¹ Esta fórmula está vigente desde el año 2008 en la actividad de transporte. Entre 2001 y 2007, el Valor Inversión Bruto Reconocido, en términos generales, era el resultante de aplicar los VU vigentes el año de puesta en servicio, descontando las subvenciones percibidas, los importes financiados por terceros o medidas de efecto equivalente percibidas. Para las instalaciones puestas en servicio antes de 2001, el Valor Inversión Bruto Reconocido se estableció "ad hoc" a cada instalación, en función de los importes activados en los EEFF de las empresas.

¹² Son los que se conocen como VU de Inversión. Para transporte, actualmente, hay VU vigentes para la Obra Lineal y Posiciones de los gasoductos, las Estaciones de Regulación y/o Medida (ERM/EMs), las Estaciones de Compresión (EC) y los Centros de Mantenimiento (CMOC). Para atender a las diferentes tipologías, se definen 36 VU y 8 coeficientes correctores (uno para instalaciones de construcción posterior, uno para obra lineal y posiciones de transporte secundario, otro para ERM/EM de transporte secundario, dos para determinar los VU de las posiciones de derivación y trampas de rascadores a partir de los definidos para las posiciones de seccionamiento, y tres para determinar los VU de las EMs, EM con ultrasonido y líneas adicionales de medición a partir de los definidos para las ERM).

Por su parte, para regasificación, hay VU vigentes para los Tanques de GNL, los Vaporizadores de GNL de agua de mar y de combustión sumergida, los Sistemas de bombas secundarias, el Sistema de antorcha, el Relicador de boil-off, los Compresores de boil-off de procesado interno, y los Cargaderos de cisternas de GNL. En total se definen 8 VU. A los que hay que añadir los VU definidos en transporte para ERM/EM y EC que se utilizan para determinar el valor de inversión de los Sistemas de medida y odorización y los Sistemas de compresión de boil-off para emisión directa a la red de la Planta.

Además, existen 3 VU para determinar el valor máximo de inversión admisible para aquellas otras actuaciones/inversiones que se realizan en las plantas de regasificación al construir una nueva o una ampliación y que no están estandarizadas (obra civil general, cimentaciones, piping, servicios auxiliares, etc.)

¹³ Esta fórmula está vigente desde el año 2007 en la actividad de regasificación, con anterioridad se aplicaron los mismos criterios que en transporte explicados en los pies de página anteriores.

¹⁴ Actualmente la tasa de retribución financiera (Tr) se calcula, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 65.2 del Real Decreto-ley 8/2014, a partir de las obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 50 puntos básicos, tomando un valor de 5,09% para el primer periodo regulatorio.

del año anterior, de cada uno de los activos incluidos en el régimen retributivo.

Dentro de este concepto, habría que diferenciar la Retribución financiera por el gas de nivel mínimo de llenado de las instalaciones (RF_{NMLL}) que consiste en reconocer una retribución financiera por el coste de adquisición del gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL que permita la operación de los mismos¹⁵.

- iv. La retribución por extensión de vida útil consiste en una retribución adicional, o incentivo, para aquellas instalaciones incluidas en el régimen retributivo que continúan en operación tras finalizar su vida útil regulatoria y que, por consiguiente, dejan de percibir las retribuciones por amortización y costes financieros.

Actualmente, se determina solo para aquellas que tienen definido un Valor Unitario de O&M, y se obtiene aplicando un coeficiente a la retribución que le corresponde por OPEX cuya cuantía varía entre 0,15 y 1 en función del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria.

Además, en el caso de la actividad de regasificación y en cumplimiento de la Sentencia de 11 de febrero de 2016 del Tribunal Supremo¹⁶, su cálculo se realiza en función de los VU de O&M fijos y variables. Para ello, la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, establece la metodología para determinar los coeficientes aplicables a los VU de O&M variables por planta y actividad (regasificación, carga de cisternas y trasvase a/entre buques) en función del grado de utilización efectivo de las instalaciones en extensión de vida de las mismas.

- **La Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)** es una retribución adicional a cada actividad que se reparte entre cada elemento incluido en el régimen retributivo, en función del porcentaje que representa el coste de reposición de dicho elemento sobre el coste total de reposición de la actividad. La RCS que perciben las empresas se obtiene agregando los importes asignados a sus activos.

El importe que percibe cada elemento, y por ende cada empresa, se ve afectada por la entrada en servicio de nuevas instalaciones ya que el importe preestablecido (o “bolsa”) para la actividad se repartiría entre más elementos del inmovilizado.

El importe a repartir cada año por actividad, se obtiene actualizando el valor del año anterior mediante la aplicación de un factor de 0,97 y la variación

15 Hasta la entrada en vigor de la Ley 18/2014 tenía una tasa de retribución (Tr) diferente que los activos de transporte y regasificación, pero desde la citada Ley se les aplica la misma (5,09%)

16 Relativa al recurso contencioso-administrativo 1/59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en relación con la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables recogidos en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

habida de un año respecto a otro, en tanto por uno, del consumo nacional de gas natural suministrado por la red de transporte (se excluye el suministro de GNL a través de plantas satélites) y del gas regasificado por las plantas de regasificación¹⁷. Los importes iniciales por RCS fueron definidos por la Ley 18/2014 para el año 2014¹⁸.

Además, cada año, se deben determinar los desvíos incurridos en las retribuciones por RCS de años anteriores como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda/gas regasificado más exactas (estimada, previsión cierre o real) y/o la inclusión en el régimen retributivo de nuevas instalaciones puestas en servicio con anterioridad al año revisado.

- **Retribución del gas de operación**, que se determina en función de las cantidades reales utilizadas en plantas de regasificación, estaciones de compresión y ERM, aplicándoles el precio de adquisición y el impuesto de hidrocarburos pertinente.

En los siguientes epígrafes se presentan, los ajustes que son necesarios realizar, según corresponda, a parámetros de la metodología retributiva o a los importes de retribución devengados en 2020 por estos conceptos para las actividades de transporte y regasificación, desglosados por empresa.

6.1 Coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de O&M variable de las plantas de regasificación en 2020

En cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo de 11 de febrero de 2016¹⁹, el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, estableció los criterios de aplicación y la metodología de determinación de los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los VU de O&M variables.

De la aplicación de la metodología establecida, cuyos cálculos se recogen en el anexo II, se obtienen los coeficientes definitivos de extensión de vida útil para el año 2020 que han de ser aplicados a los VU de O&M variables de las plantas de regasificación.

¹⁷ Para el cálculo de estas variaciones, además se han establecido unos valores máximos y mínimos a considerar, así:

Para la demanda, el valor inferior es 190 TWh, y el superior 410 TWh.

Para el gas regasificado, el valor inferior es 50 TWh, y el superior 220 TWh.

¹⁸ Para transporte, 233.164.337 € y para regasificación, 48.211.976 €.

¹⁹ Relativa al recurso contencioso-administrativo 1/59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en relación con la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables recogidos en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Cuadro 35.- Coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de plantas de regasificación

	Actividad		
	Descarga de buques	Carga cisternas	Regasificación
Huelva	1,00	1,12	1,08
Cartagena	1,00	1,06	1,06
Barcelona	1,00	1,31	1,05
BBG	1,00	1,00	1,15
Reganosa	1,00	1,00	1,15
Saggas	1,00	1,00	1,04

Fuente: Elaboración Propia

Estos valores sustituirían a los valores aprobados por el MITECO en su Orden de retribución para AASS 2020 y ajustes de retribución de los años 2018 y 2019 que han sido aplicados de manera provisional a los VU de O&M variables de las plantas de regasificación durante el año 2020.

6.2 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de Regasificación

Desde que se estableció un importe inicial para 2014 de 48.211.976 €, los importes de RCS para años posteriores son calculados aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual del gas regasificado por el conjunto de las plantas de regasificación.

En el Cuadro 36 se recoge el gas regasificado considerado, o a considerar, para los cálculos de la RCS de la actividad de regasificación desde el 1 de enero de 2014: aquel que ha sido facturado, declarado y liquidado para los ejercicios 2014-2019 (Liquidaciones definitivas de los años 2014 a 2019), así como la cantidades liquidadas en los últimos 12 meses (Liq 11/2019 a Liq 10/2020) que son asignadas al año 2020.

Cuadro 36.- Gas regasificado facturado, declarado y liquidado

En kWh	2014 LIQ DEF	2015 LIQ DEF	2016 LIQ DEF	2017 LIQ DEF	2018 LIQ DEF	2019 LIQ DEF	2020 12 últ LIQ
Gas regasificado	99.938.108.992	130.478.999.082	142.130.609.985	169.549.077.396	145.281.801.629	227.916.310.694	230.108.156.051
Variación %		30,56%	8,93%	19,29%	-14,31%	56,88%	0,96%

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 37, se recogen los cálculos del ajuste de la RCS para 2020 de la actividad de regasificación. Para ello, se determinan la retribución de 2019 y 2020 como consecuencia de la revisión de las cifras de gas regasificado más exactas (real y previsión). En relación con los mismos, indicar que en ambos cálculos se utilizará el valor de 220 TWh porque el gas regasificado está por encima del límite superior a considerar establecido en el anexo X de la Ley 18/2014 (entre 40 y 220 TWh).

Cuadro 37.- Determinación de los ajustes en la RCS de 2019 y 2020 por revisión de las cifras de gas regasificado

Año 2019			Año 2020		
Gas Regasificado			Gas Regasificado		
1º Calculo Previsión	2º Calculo Revisión	3º Calculo Definitivo	1º Calculo Previsión	2º Calculo Revisión	3º Calculo Definitivo
O. TEC/ 1367/2018	O. TEC/ 1259/2019	O. TEC/ xxxx/2020	Resol CNMC 2019	Resol. CNMC 2020	Resol. CNMC 2021
2018	163.887,37	145.281,80	2019	220.000,00	220.000,00
2019	162.328,57	220.000,00	2020	219.008,84	220.000,00
ΔD _T	-0,009511406	0,514298402	ΔD _T	-0,004505256	0,000000000
Calculo RCS ₂₀₁₉			Calculo RCS ₂₀₁₉		
RCS ₂₀₁₈	69.993.259,42	62.047.167,07	RCS ₂₀₁₈	91.139.188,13	91.139.188,15
f ^A	0,97	0,97	f ^A	0,97	0,97
1+ΔD	0,990488594	1,514298402	1+ΔD	0,995494744	1,000000000
RCS ₂₀₁₉	67.247.699,0	91.139.188,15	RCS ₂₀₁₉	88.006.725,26	88.405.012,50
Ajuste		23.891.489,15	Ajuste		398.287,24

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 38 se recoge la evolución de la RCS devengada durante el periodo 2014-2020.

Cuadro 38.- Evolución de la RCS de la actividad de regasificación devengada en el periodo 2014-2020

En €	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (p)
RCS	48.211.976,00	61.057.097,46	64.514.137,00	74.650.795,00	62.047.167,06	91.139.188,13	88.405.012,49
Variación %		26,64%	5,66%	15,71%	-16,88%	46,89%	-3,00%

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, el Cuadro 39 recoge los valores de la RCS previstos devengar en 2020 desglosados por empresa y el ajuste a realizar respecto los valores determinados por la Resolución de 18 diciembre de 2019 de esta Comisión.

Cuadro 39.-RCS devengada en 2020 por la actividad de regasificación, desglosada por empresa

En Euros	VI Bruto Reconocido	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	Nueva RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	1.812.473.680,80	1.760.940.984,93	0,57	50.566.877,93	50.339.061,18	227.816,75
BBG	454.831.384,55	439.430.858,45	0,14	12.618.620,82	12.561.770,70	56.850,12
Reganosa	320.367.148,00	354.290.110,07	0,12	10.173.733,76	10.127.898,48	45.835,28
SAGGAS	625.005.221,00	523.954.250,60	0,17	15.045.779,99	14.977.994,89	67.785,10
Total	3.212.677.434,35	3.078.616.204,06	1,00	88.405.012,50	88.006.725,25	398.287,25

Fuente: Elaboración Propia

6.3 Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de Transporte

Desde que se estableció un importe inicial para 2014 de 233.164.337 €, los importes de RCS para años posteriores son calculados aplicando al valor establecido para el año anterior un “factor de eficiencia” de 0,97 y la variación anual de la demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites.

A). Demanda total nacional de gas excluido el suministro a través de plantas satélites

Para determinar la demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites, se considera la demanda que ha sido facturada, declarada y liquidada cada año, tomando como punto de referencia el año en que se inició el cálculo la Retribución por Continuidad de Suministro (2014), y aplicando criterios idénticos a los considerados para determinar la demanda de gas vehiculada por los distribuidores en los cálculos de retribución de la actividad de distribución desde el año 2002²⁰. Así, para el cálculo del RCS de la actividad de transporte:

- El año 2014, se toma la demanda de gas vehiculada en 2014 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año.
- El año 2015, se toma la demanda de gas vehiculada en 2015 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en 2014 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2015.
- El año 2016, se toma la demanda de gas vehiculada en 2016 por el sistema gasista que fue facturada, declarada y liquidada en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en 2014 y en 2015 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2016. Y así sucesivamente.

En el Cuadro 40, se recoge la demanda nacional suministrada, facturada, declarada y liquidada cada año del periodo 2014-2018, diferenciando entre (i) aquella cuyo año de consumo coincide con el de liquidación (consumo anual); (ii) aquella consumida en años anteriores al de liquidación (refacturaciones).

Para las refacturaciones, además, se diferencia entre los consumos incurridos en el periodo 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre del año anterior al de liquidación que podrían ser computables a efectos de RCS; y aquellos consumos anteriores al 1 de enero de 2014 que no son computables a efectos de RCS.

Para cada una de las segmentaciones anteriores, se distingue entre el gas que fue facturado por transportistas y distribuidores, diferenciando en este último caso entre el gas que provenía de la red de transporte y de las plantas satélites.

Por tanto, a efectos de determinar la demanda nacional anual para los cálculos de la RCS se toma solamente aquella demanda consumida desde el 1 de enero de 2014 que haya sido facturada por transportista o que, siendo facturada por distribuidores, provenga de la red de transporte.

²⁰ Para los cálculos de la retribución de la actividad de distribución, que empiezan a computar desde 2002, la demanda que se tiene en cuenta, por ejemplo, en 2015 es el gas vehiculado en 2015 por las redes de distribución que fue facturado, declarado y liquidado en dicho año, junto con la demanda de gas vehiculada en el periodo 2002-2014 que fue facturada, declarada y liquidada en el año 2015.

Cuadro 40.- Demanda nacional suministrada, facturada, declarada y liquidada

En kWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	LIQ DEF					
Demanda Nacional Suministrada, Facturada y Liquidada por T&D	281.714.393.059	303.182.271.097	299.987.361.569	331.426.513.087	303.807.360.720	381.724.747.544
Consumo Anual Total	291.692.853.268	303.215.622.205	309.470.678.527	338.408.135.384	336.099.332.770	381.533.510.109
Facturado por Distribuidoras	231.569.065.092	233.790.751.454	238.841.419.569	256.554.969.219	266.786.271.472	272.342.518.055
Suministro proveniente de Red Transporte (1)	230.919.387.038	233.070.966.764	238.003.674.085	255.565.196.528	265.579.136.902	271.049.591.494
Suministro proveniente de Planta Satélite	649.678.054	719.784.690	837.745.484	989.772.691	1.207.134.570	1.292.926.561
Facturado por Transportistas (2)	60.123.788.176	69.424.870.751	70.629.258.958	81.853.166.165	69.313.061.298	109.190.992.054
Refacturaciones	-9.213.657.294	-33.351.108	-9.483.316.958	-6.981.622.297	-32.291.972.050	191.237.435
Refacturaciones de Consumos de 2014 y siguientes	0	20.943.343	28.520.320	-28.722.719	-15.057.859.295	198.620.040
Facturado por Distribuidoras	0	20.943.343	28.520.320	-30.384.450	-24.753.017	-103.498.701
Suministro proveniente de Red Transporte (3)	0	20.092.551	31.613.590	-31.424.635	-24.592.352	-104.628.651
Suministro proveniente de Planta Satélite	0	850.792	-3.093.270	1.040.185	-160.665	1.129.950
Facturado por Transportistas (4)	0	0	0	1.661.731	-15.033.106.278	302.118.741
Refacturaciones de Consumos de Años anteriores a 2014	-9.213.657.294	-54.294.451	-9.511.837.278	-6.952.899.578	-17.234.112.755	-7.382.605
Facturado por Distribuidoras	-322.719.193	-54.294.451	-55.885.947	-20.963.003	-8.235.005	-7.382.605
Suministro proveniente de Red Transporte	-321.287.824	-54.231.263	-53.307.649	-20.903.815	-8.229.543	-7.382.605
Suministro proveniente de Planta Satélite	-1.431.369	-63.188	-2.578.298	-59.188	-5.462	0
Facturado por Transportistas	-8.890.938.101	0	-9.455.951.331	-6.931.936.575	-17.225.877.750	0
Demanda Nacional Para RCS, excluido Suministro Plantas Satélites (1)+(2)+(3)+(4)	291.043.175.214	302.515.930.066	308.664.546.633	337.388.599.789	319.834.499.570	380.438.073.638

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 41 se recoge la demanda considerada para determinar los últimos valores de RCS de la actividad de transporte desde el 1 de enero de 2014:

Cuadro 41.- Demanda nacional considerada para determinar la RCS

En kWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	LIQ 14/2014	LIQ DEF				
Demanda Nacional Excluido Suministro Plantas Satélites	290.663.791.765	302.515.930.066	308.664.546.633	337.388.599.789	319.834.499.570	380.438.073.638
Variación %		4,08%	2,03%	9,31%	-5,20%	18,95%

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede advertir, las demandas consideradas para el cálculo del RCS coinciden con las obtenidas en el Cuadro 40 salvo en el año 2019, cuyo valor hay que actualizar este año, y el año 2014 cuyo valor es ligeramente diferente (0,13% inferior) porque correspondió con la mejor información disponible cuando se determinó la RCS de 2015 y 2016 por la Orden IET/2736/2015 prácticamente un año antes de tener Liquidación Definitiva 2014²¹ donde se evidenciaron refacturaciones por tres empresas que incrementaron en 379.383.449 kWh la demanda final.

Aunque la incidencia en la demanda de 2014 es poco significativa en valor, como tiene influencia en los valores de RCS de todo el periodo, se considera que lo más adecuado sería subsanarla cuando se determine el reparto de la retribución por continuidad de suministro como consecuencia de los dispuesto en el artículo 4.5²² de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la

²¹ Aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia el 24 de noviembre de 2016

²² "Los coeficientes de reparto del valor así calculados serán recalculados una vez se disponga de la información precisa o se reconozca la inclusión definitiva en el régimen retributivo de las posiciones de los gasoductos que permitan el cálculo de los valores de reposición exactos y cuando se conozca el valor definitivo de inversión de las instalaciones singulares. El ajuste en las retribuciones que se produzca como consecuencia de dicha corrección será liquidado en la primera liquidación disponible después de su publicación, en forma de pago único."

retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014, se deberán corregirán los valores de RCS de todo el periodo.

No obstante, 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.

B). Determinación de la RCS devengada en 2020

En el Cuadro 42 se recoge la demanda considerada, o a considerar, para los cálculos de la RCS de la actividad de transporte desde 2018 (Liquidación definitiva 2018 y 2019), así como las cantidades liquidadas en los últimos 12 meses (Liq 11/2019 a Liq 10/2020) que son asignadas al año 2020 excluido el gas suministrado a través de Plantas Satélites y consumos refacturados anteriores a 2014.

Cuadro 42.- Demanda nacional considerada para cálculo del ajuste de RCS 2020

En kWh	2018 LIQ DEF	2019 LIQ DEF	2020 12 últ LIQ
Demanda Nacional Excluido Suministro Plantas Satelites	319.834.499.570	380.438.073.638	350.375.248.546
Variación %		18,95%	-7,90%

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 43 se recogen los cálculos del ajuste de la RCS para 2020 de la actividad de transporte. Para ello, se determinan la retribución de 2019 y 2020 como consecuencia de la revisión de las cifras de demanda nacional más exactas (real y previsión).

Cuadro 43.-Determinación del ajuste de la RCS de la actividad de transporte devengada en 2020 por revisión de las cifras de demanda

Año 2019				Año 2020			
Demanda Nacional Transportada				Demanda Nacional Transportada			
	1º Cálculo Previsión	2º Cálculo Revisión	3º Cálculo Definitivo		1º Cálculo Previsión	2º Cálculo Revisión	3º Cálculo Definitivo
	O. TEC/ 1367/2018	O. TEC/ 1259/2019	O. TEC/ xxxx/2020		Resol CNMC 2019	Resol. CNMC 2020	Resol. CNMC 2021
2018	337.645,60	319.834,50	319.834,50	2019	387.073,18	380.438,07	
2019	335.260,19	384.548,70	380.438,07	2020	375.130,43	350.375,25	
ΔD_T	-0,0070648436	0,2023365184	0,1894841681	ΔD_T	-0,0308539906	-0,0790215995	
Calculo RCS ₂₀₁₉				Calculo RCS ₂₀₂₀			
RCS ₂₀₁₈	239.783.458,43	227.134.672,63	227.134.672,63	RCS ₂₀₁₉	266.638.553,25	262.067.904,21	
f ^A	0,97	0,97	0,97	f ^A	0,97	0,97	
1+ ΔD	0,992935156	1,202336518	1,189484168	1+ ΔD	0,969146009	0,920978401	
RCS₂₀₁₉	230.946.742,97	264.899.542,06	262.067.904,21	RCS₂₀₂₀	250.659.339,13	234.118.112,86	
Ajuste		33.952.799,09	-2.831.637,86	Ajuste		-16.541.226,27	

Fuente: Elaboración Propia

En el Cuadro 44 se recoge la evolución de la RCS devengada durante el periodo 2014-2020.

Cuadro 44.- Evolución de la RCS de la actividad de transporte devengada en el periodo 2014-2020

En €	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (p)
RCS	233.164.337,00	235.391.715,05	232.970.755,22	247.011.285,94	227.134.672,43	262.067.904,21	234.118.112,86
Variación %		0,96%	-1,03%	6,03%	-8,05%	15,38%	-10,67%

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, el Cuadro 45 recoge los valores de la RCS previstos devengar en 2020 desglosados por empresa y el ajuste a realizar respecto los valores determinados por la Resolución de 18 diciembre de 2019 de esta Comisión.

Cuadro 45.- 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	Nueva RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	5.232.703.029,21	7.074.084.506,35	83,88%	196.375.541,18	210.250.128,76	-13.874.587,58
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	247.866.947,61	252.130.766,76	2,99%	6.999.112,85	7.493.623,54	-494.510,69
Regasificadora Noroeste, S.A.	65.709.888,05	72.713.026,21	0,86%	2.018.502,87	2.161.116,84	-142.613,97
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	4.028.700,26	5.512.249,80	0,07%	153.019,24	163.830,56	-10.811,32
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.232.092,74	68.436.836,06	0,81%	1.899.796,46	2.034.023,42	-134.226,96
Redexis Infraestructuras, S.L.	236.099.880,79	251.451.211,29	2,98%	6.980.248,49	7.473.426,35	-493.177,86
Redexis Gas, S.A.	198.840.975,08	298.952.085,01	3,54%	8.298.865,73	8.885.208,30	-586.342,57
Redexis Gas Murcia, S.A.	14.274.331,56	20.251.547,63	0,24%	562.179,97	601.899,86	-39.719,89
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	32.685.473,95	37.518.006,02	0,44%	1.041.494,31	1.777.313,66	-735.819,35
NEDGIA CEGAS, S.A.	24.342.881,33	40.886.872,62	0,48%	1.135.013,55	1.215.206,04	-80.192,49
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	30.481.529,78	36.283.921,09	0,43%	1.007.236,29	1.078.400,90	-71.164,61
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	34.224.163,22	41.529.037,29	0,49%	1.152.839,94	1.234.291,93	-81.451,99
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	143.303.445,99	197.091.741,61	2,34%	5.471.237,64	5.857.798,84	-386.561,20
NEDGIA NAVARRA, S.A.	9.702.386,66	14.571.095,52	0,17%	404.491,46	433.070,13	-28.578,67
NEDGIA RIOJA, S.A.	13.863.045,29	19.929.928,59	0,24%	553.251,87		553.251,87
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.068.284,34	1.299.597,24	0,02%	36.076,63		36.076,63
NEDGIA, S.A.	825.027,77	1.052.036,71	0,01%	29.204,38		29.204,38
Total	6.339.252.083,62	8.433.694.465,82	100,00%	234.118.112,86	250.659.339,13	-16.541.226,27

Fuente: Elaboración Propia

Por su último, en los siguientes cuadros se recogen los valores del ajuste de la RCS devengada en 2020 desglosados por empresa, y diferenciando entre aquellas instalaciones cuya retribución se liquida de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (puestas en servicio antes de 2008) y aquellas cuya retribución se liquida aplicando los porcentajes que se recogen en el anexo III del Real Decreto 326/2008 (puestas en servicio desde 2008).

Cuadro 46.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por instalaciones pem antes de 2008 de la actividad de transporte, desglosada por empresa

Activos PEM antes 2008 (Liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación)					
En Euros	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.533.486.518,67	53,75%	125.848.916,24	134.682.700,00	-8.833.783,76
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	127.524.132,16	1,51%	3.540.051,08	3.790.167,50	-250.116,42
Regasificadora Noroeste, S.A.	50.514.787,36	0,60%	1.402.283,04	1.501.359,02	-99.075,98
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,07%	153.019,24	163.830,56	-10.811,32
Gas Extremadura Transportista, S.L.	29.141.442,46	0,35%	808.962,14	866.118,01	-57.155,87
Redexis Infraestructuras, S.L.	16.135.203,96	0,19%	447.910,88	479.557,28	-31.646,40
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22%	2.862.369,22	3.064.605,16	-202.235,94
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	0,00%	0,00	38.625,56	-38.625,56
NEDGIA CEGAS, S.A.	19.223.760,91	0,23%	533.648,76	571.352,83	-37.704,07
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	1.238.746,60	0,01%	34.387,42	36.817,01	-2.429,59
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	13.461.891,93	0,16%	373.700,13	400.103,29	-26.403,16
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	178.531.140,76	2,12%	4.955.998,10	5.306.155,91	-350.157,81
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
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1.299.597,24	0,02%	36.076,63		36.076,63
NEDGIA, S.A.	0,00	0,00%	0,00		0,00
Total	5.079.181.303,39	60,22%	140.997.322,87	150.901.392,13	-9.904.069,26

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro 47.- Ajuste de RCS devengada en 2020 por instalaciones pem desde 2008 de la actividad de transporte, desglosada por empresa

Activos PEM desde 2008 (Liquidación por porcentajes predefinidos en Anexo III RD 326/2008)					
En Euros	Valor Reposición VRI	α Reparto RCS 2020	RCS 2020	RCS 2020 Resol dic-2019	Ajuste RCS 2020 Resol dic-2020
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2.540.597.987,70	30,12%	70.526.624,94	75.567.428,76	-5.040.803,82
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	124.606.634,58	1,48%	3.459.061,77	3.703.456,04	-244.394,27
Regasificadora Noroeste, S.A.	22.198.238,85	0,26%	616.219,83	659.757,82	-43.537,99
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	39.295.393,61	0,47%	1.090.834,32	1.167.905,41	-77.071,09
Redexis Infraestructuras, S.L.	235.316.007,32	2,79%	6.532.337,61	6.993.869,07	-461.531,46
Redexis Gas, S.A.	195.840.253,47	2,32%	5.436.496,51	5.820.603,14	-384.106,63
Redexis Gas Murcia, S.A.	20.251.547,63	0,24%	562.179,97	601.899,86	-39.719,89
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	37.518.006,02	0,44%	1.041.494,31	1.738.688,09	-697.193,78
NEDGIA CEGAS, S.A.	21.663.111,71	0,26%	601.364,78	643.853,21	-42.488,43
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	35.045.174,48	0,42%	972.848,87	1.041.583,89	-68.735,02
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	28.067.145,36	0,33%	779.139,81	834.188,64	-55.048,83
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	18.560.600,83	0,22%	515.239,54	551.642,93	-36.403,39
NEDGIA NAVARRA, S.A.	14.571.095,52	0,17%	404.491,46	433.070,13	-28.578,67
NEDGIA RIOJA, S.A.	19.929.928,59	0,24%	553.251,87		553.251,87
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	0,00	0,00%	0,00		0,00
NEDGIA, S.A.	1.052.036,71	0,01%	29.204,38		29.204,38
Total	3.354.513.162,41	39,78%	93.120.789,99	99.757.946,99	-6.637.157,00

Fuente: Elaboración Propia

6.4 Anualidad 2021 correspondientes al cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo Nº 2278/2016

La disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017 reconoce un importe de 60.840.922 € a ENAGAS Transporte, S.A.U por las diferencias entre las retribuciones incluidas en la Resolución de 26 de octubre de 2011 para las ampliaciones de las plantas de regasificación de Cartagena y Huelva realizadas en los años 2004 y 2005 y las retribuciones que, según lo dispuesto en la Sentencia del tribunal Supremo 2278/2016, se debieron reconocer, así como los intereses legales devengados.

La citada disposición indica que, al objeto de no afectar el equilibrio financiero del sistema gasista, el cobro de los 60.840.922 € se realizará en 5 anualidades desde el año 2018, e indica que se realizarán en forma de pago único en la segunda liquidación de cada ejercicio.

En consecuencia, la anualidad del año 2021 correspondiente a la Sentencia del Tribunal Supremo Nº 2278/2016 es de 12.168.198,40 €.

7 AJUSTES A LA RETRIBUCIÓN 2020 DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 hasta 31 de diciembre de 2020 para la actividad de distribución lo establecen la Ley 18/2014²³, la Ley 34/1998²⁴ y demás disposiciones de desarrollo.

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 y aquellas especialidades que cuentan con un precio regulado propio (contadores, derechos de alta, inspecciones, etc.). Se caracteriza por ser un modelo paramétrico que se compone de una retribución base determinada para un año concreto, o de referencia, más una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado, asociada a las variaciones acumuladas, desde el año de referencia, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado. Más específicamente:

- El modelo retributivo vigente está desarrollado en el anexo X de la Ley 18/2014, donde se establece una retribución base determinada a 31/12/2013 (RD₂₀₁₃) más la retribución por captación de mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde dicha fecha, del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ($P \leq 4$ bar), así como de la variación del gas suministrado (kWh) en los grupos suministrados por redes de $P \leq 60$ bar, es decir los grupos de peajes 2 ($4 < P \leq 60$ bar) y 3 ($P \leq 4$ bar).
- Para las variaciones del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ($P \leq 4$ bar), existe una retribución unitaria diferente para los

²³ Art. 60, Art. 62, Art. 63 y Anexo X de la Ley 18/2014.

²⁴ Art. 75.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

puntos de suministro captados en municipios con gas introducido desde hace más de 5 años y los de menos. Igualmente, el modelo retributivo establece una retribución unitaria diferente para las variaciones de gas suministrados a puntos de suministro conectados a redes de distribución en presión inferior o igual a 4 bar con consumo anual inferior o superior a 50MWh.

Por tanto, se estableció una diferenciación clara entre cómo se retribuyen la actividad de distribución antes y después del 31 de diciembre de 2013. La actividad hasta el 31 de diciembre de 2013 es retribuida por medio de la Retribución Base 2013 empleada en los cálculos de retribución del anexo X de la Ley 18/2014, mientras que la actividad desde el 1 de enero de 2014, lo sería por medio de la retribución por captación de nuevo mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde el 31/12/2013, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado según lo expuesto más arriba.

7.1 Determinación de la retribución de distribución

El valor de retribución definitivo de la actividad de distribución para un año cualquiera se obtiene dos años después del primer cálculo, momento en el que se dispone de los datos definitivos de demanda suministrada y puntos de suministro de la actividad que han sido facturada y declarada para la liquidación de costes reconocidos vs ingresos generados de dicho año por el Sistema de Liquidaciones. Para calcular la retribución anual de distribución de un “año n” cualquiera (en nuestro caso 2020), el procedimiento es el siguiente:

1. Se recalcula la retribución definitiva del “año n-2” (en nuestro caso 2018) y la nueva retribución provisional del “año n-1” (en nuestro caso 2019), aplicando en los cálculos los valores disponibles más actualizados de número de puntos de suministro y demanda de gas²⁵, de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014.
2. Se determinan los desvíos producidos en la retribución los “años n-1 y n-2” (en nuestro caso 2018 y 2019) con respecto a los valores calculados en la Orden anterior (en nuestro caso, Orden TEC/1367/2018) por la aplicación de la metodología de la Ley 18/2014.
3. Se determina la retribución 2020 de acuerdo con la metodología de la Ley 18/2014, a partir de la retribución recalculada para el año 2019 y con las variaciones de puntos de suministro y de demanda que hayan sido consideradas.

En relación con lo anterior, hay que advertir que los valores publicados en las Órdenes Ministeriales anteriores a esta Resolución, en aquellos casos que fuera oportuno, incluyen los importes y ajustes por el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios extrapeninsulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de

²⁵ Cuando se recalcula la retribución del año “n-2”, al tener los valores definitivos de puntos de suministro y demanda, se determina la retribución definitiva de la actividad de distribución de dicho año.

instalaciones de regasificación, que, de acuerdo con el nuevo redactado dado por el Real Decreto-ley 1/2019 al apartado 4 del artículo 59 de la Ley 18/2014, se consideran “*costes no asociados al uso de las instalaciones*”.

7.1.1 Cifras de demanda suministrada y puntos de suministro de los años 2018, 2019 y 2020

A continuación, en el Cuadro 49 se muestran los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de los años 2018, 2019 y 2020.

En el caso del año 2018 y 2019, se muestra la información real proveniente del Sistema de Liquidaciones (SIFCO), en este caso los puntos de suministro y el gas suministrado facturados, declarados y liquidados considerados en la Liquidación Definitiva de ambos años. Para el 2020, se han considerado los puntos de suministro y el gas suministrado facturados declarados y liquidados en las últimas 14 liquidaciones, es decir, entre la liquidación 11/2019 y la liquidación 10/2020, última disponible.

En cuanto a la diferenciación entre puntos de suministro en municipios de reciente gasificación a 31 de diciembre y el resto de municipios, señalar que para los municipios de reciente gasificación se han considerado:

- 1) En 2017, 2018 y 2019, los valores definitivos que establece esta Comisión conforme a la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015²⁶, y cuya evaluación y determinación se recoge en el anexo III de esta memoria.
- 2) Para 2020, los puntos de suministro que prevén alcanzar las empresas distribuidoras a finales de 2019 y 2020 de acuerdo con la información facilitada por las distribuidoras para la realización de esta propuesta

El número de puntos de suministro para el resto de municipios se obtienen restando al número total de puntos de suministros, el número de puntos de suministro considerados para los municipios de reciente gasificación.

Antes de efectuar los cálculos de las retribuciones de 2019 y 2020, es necesario regularizar la retribución de 2018 restando la retribución asociada a los puntos de suministro de municipios en los que se introdujo la distribución de gas durante 2014 que han dejado de ser de reciente gasificación.

Estos municipios han estado cobrando un incentivo (20 € correspondiente a diferencia entre los 70 €/PS que se cobra en los municipios de reciente gasificación y los 50 €/PS del resto) durante los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, y, ahora, cuando el municipio deja de ser de reciente gasificación debe regularizarse dicho incentivo. Como el modelo retribuye por el incremento del

²⁶ 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.

número medio de puntos de suministro, la regularización será la resultante de tomar el número medio de puntos de suministro en 2018 (último año con incentivo) en los municipios con gas desde 2014, y el incentivo cobrado (20 €).

Cuadro 48. Regularización de la retribución asociada a puntos de suministro que dejan de pertenecer a un municipio de reciente gasificación (con gas desde 2014).

Distribuidora	Nº Medio Ptos Suministro	Importe Regularización €
D.C. De Gas Extremadura, S.A.		
Domus Mil Natural, S.A.		
Gasificadora Regional Canaria, S.A.		
Madrileña Red De Gas, S.A.	1.140,5	22.810
Redexis Gas, S.A.	3.807,0	76.140
Redexis Gas Murcia, S.A.	272,0	5.440
Nortegas Energía Distribución, S.A.		
Ned España Distribución Gas, S.A.U		
Tolosa Gas, S.A		
Nedgia Andalucía, S.A.	53,5	1.070
Nedgia Balears, S.A.		
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	791,5	15.830
Nedgia Castilla Y León, S.A.	86,5	1.730
Nedgia Catalunya, S.A.	4.586,0	91.720
Nedgia Cegas, S.A.	6.166,5	123.330
Nedgia Galicia, S.A.	6.112,5	122.250
Nedgia Madrid, S.A.	2.335,0	46.700
Nedgia Navarra, S.A.	683,5	13.670
Nedgia Rioja, S.A.	602,5	12.050
Nedgia Aragon, S.A		
Nedgia, S.A		
Total	26.637,0	532.740

En el Cuadro 49 se recoge el cálculo de la retribución por empresa del año 2019 según la metodología establecida por Ley 18/2014. Por su parte, el Cuadro 50 recoge el cálculo de retribución para el año 2020. Por último, el Cuadro 51 recoge la determinación del ajuste de la retribución del año 2020 a incluir en la resolución de retribución de este año.

Cuadro 49. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2018, 2019 y 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014

	Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 6 años o más (Cimgc<4b)										Ptos Suministro en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (Cimgcc<4b)									
	Nº Ptos Suministro a 31-dic				Nº medio Ptos Suministro				Δ Nº Medio Ptos Sum		Nº Ptos Suministro a 31-dic				Nº medio Ptos Suministro				Δ Nº Medio Ptos Sum	
	2017	2018	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020	2017	2018	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	74.139,0	75.326,0	77.250,0	78.004,0	74.732,5	76.288,0	77.627,0	1.555,5	1.339,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Domus Mil Natural, S.A.	0,0	0,0	31,0	156,0	0,0	15,5	93,5	15,5	78,0	0,0	90,0	275,0	275,0	45,0	182,5	275,0	137,50	92,50		
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	59,0	68,0	79,0	83,0	63,5	73,5	81,0	10,0	7,5					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Madrileña Red De Gas, S.A.	865.081,0	876.161,0	882.288,0	886.007,0	869.479,0	879.224,5	884.147,5	9.745,5	4.923,0	2.536,0	2.702,0	2.838,0	2.838,0	2.619,0	2.770,0	2.838,0	151,00	68,00		
Redexis Gas, S.A.	468.488,0	484.441,0	500.291,0	511.092,0	472.562,5	492.366,0	505.691,5	19.803,5	13.325,5	6.580,0	13.245,0	19.094,0	19.094,0	9.912,5	16.169,5	19.094,0	6.257,00	2.924,50		
Redexis Gas Murcia, S.A.	94.577,0	96.220,0	96.956,0	97.393,0	95.126,0	96.588,0	97.174,5	1.462,0	586,5	243,0	710,0	1.288,0	1.288,0	476,5	999,0	1.288,0	522,50	289,00		
Nortegas Energía Distribución, S.A.	535.276,0	541.184,0	547.125,0	551.185,0	538.230,0	544.154,5	549.155,0	5.924,5	5.000,5	246,0	1.353,0	1.386,0	1.386,0	799,5	1.369,5	1.386,0	570,00	16,50		
Ned España Distribución Gas, S.A.U	396.954,0	399.570,0	402.866,0	405.685,0	398.262,0	401.218,0	404.275,5	2.956,0	3.057,5	68,0	162,0	186,0	186,0	115,0	174,0	186,0	59,00	12,00		
Tolosa Gas, S.A	4.975,0	5.070,0	5.124,0	5.160,0	5.022,5	5.097,0	5.142,0	74,5	45,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Nedgia Andalucía, S.A.	405.808,0	407.799,0	408.690,0	405.951,0	406.747,0	408.244,5	407.320,5	1.497,5	-924,0	1.020,0	1.175,0	1.223,0	1.223,0	1.097,5	1.199,0	1.223,0	101,50	24,00		
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		
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	249.692,0	259.523,0	264.104,0	266.319,0	253.152,5	261.813,5	265.211,5	8.661,0	3.398,0	3.151,0	4.901,0	6.151,0	6.151,0	4.026,0	5.526,0	6.151,0	1.500,00	625,00		
Nedgia Castilla Y León, S.A.	434.073,0	440.887,0	447.788,0	450.947,0	437.390,5	444.337,5	449.367,5	6.947,0	5.030,0	6.998,0	7.918,0	9.892,0	9.892,0	7.458,0	8.905,0	9.892,0	1.447,00	987,00		
Nedgia Catalunya, S.A.	2.186.829,0	2.178.295,0	2.169.185,0	2.170.048,0	2.177.970,5	2.173.740,0	2.169.616,5	-4.230,5	-4.123,5	5.292,0	12.012,0	14.192,0	14.192,0	8.652,0	13.102,0	14.192,0	4.450,00	1.090,00		
Nedgia Cegas, S.A.	656.432,0	652.892,0	644.284,0	639.533,0	648.495,0	648.588,0	641.908,5	93,0	-6.679,5	3.170,0	4.534,0	5.421,0	5.421,0	3.852,0	4.977,5	5.421,0	1.125,50	443,50		
Nedgia Galicia, S.A.	264.814,0	270.982,0	275.658,0	277.006,0	261.785,5	273.320,0	276.332,0	11.534,5	3.012,0	9.075,0	13.834,0	14.985,0	14.985,0	11.454,5	14.409,5	14.985,0	2.955,00	575,50		
Nedgia Madrid, S.A.	897.249,0	896.322,0	899.256,0	901.019,0	894.449,0	897.789,0	900.137,5	3.340,0	2.348,5	661,0	987,0	1.097,0	1.097,0	824,0	1.042,0	1.097,0	218,00	55,00		
Nedgia Navarra, S.A.	144.401,0	147.172,0	149.158,0	150.242,0	145.102,5	148.165,0	149.700,0	3.062,5	1.535,0	173,0	171,0	195,0	195,0	172,0	183,0	195,0	11,00	12,00		
Nedgia Rioja, S.A.	85.208,0	86.370,0	87.612,0	88.294,0	85.186,5	86.991,0	87.953,0	1.804,5	962,0	1.065,0	1.535,0	1.562,0	1.562,0	1.300,0	1.548,5	1.562,0	248,50	13,50		
Nedgia Aragon, S.A	1.645,0	1.658,0	1.697,0	1.735,0	1.651,5	1.677,5	1.716,0	26,0	38,5					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Nedgia, S.A	0,0	1,0	0,0	5,0	0,5	0,5	2,5	0,0	2,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
TOTAL	7.739.708,0	7.791.110,0	7.859.442,0	7.885.864,0	7.765.409,0	7.839.691,5	7.872.653,0	74.282,5	32.961,50	40.278,0	65.329,0	79.785,0	79.785,0	52.803,0	72.557,0	79.785,0	19.753,50	7.228,00		

En MWh	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 anual			Δ Demanda		Demanda anual			Δ Demanda	
	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	374.391,60	321.043,60	313.018,25	-53.348,00	-8.025,35	160.553,40	154.269,46	144.481,55	-6.283,93	-9.787,91
Domus Mil Natural, S.A.	244,34	1.857,77	3.261,87	1.613,43	1.404,11	0,00	4.446,42	7.623,74	4.446,42	3.177,32
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	114,68	103,70	74,62	-10,98	-29,08	41.928,70	41.806,66	28.300,03	-122,04	-13.506,63
Madrileña Red De Gas, S.A.	6.572.842,11	5.769.108,23	5.745.134,98	-803.733,88	-23.973,25	3.059.298,41	2.866.574,89	2.699.415,60	-192.723,51	-167.159,29
Redexis Gas, S.A.	2.643.769,13	2.522.912,52	2.460.527,71	-120.856,62	-62.384,81	2.526.572,64	2.520.673,25	2.216.214,30	-5.899,40	-304.458,95
Redexis Gas Murcia, S.A.	311.672,64	313.337,38	302.199,73	1.664,74	-11.137,65	193.977,84	206.002,15	181.574,18	12.024,30	-24.427,97
Nortegas Energía Distribución, S.A.	2.943.617,09	2.698.293,06	2.559.228,35	-245.324,02	-139.064,71	2.171.931,42	2.119.188,75	1.893.223,14	-52.742,67	-225.965,61
Ned España Distribución Gas, S.A.U	1.828.820,88	1.728.316,46	1.661.122,57	-100.504,42	-67.193,89	1.230.338,40	1.201.229,73	1.128.684,61	-29.108,67	-72.545,12
Tolosa Gas, S.A	28.619,86	27.609,15	26.377,06	-1.010,71	-1.232,09	19.450,59	18.541,02	15.327,18	-909,56	-3.213,84
Nedgia Andalucía, S.A.	1.081.577,07	1.006.527,43	953.832,60	-75.049,64	-52.694,83	1.017.810,17	970.552,99	813.131,98	-47.257,18	-157.421,02
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.988.187,52	1.780.066,03	1.735.267,95	-208.121,49	-44.798,08	786.847,02	762.409,59	725.378,28	-24.437,44	-37.031,31
Nedgia Castilla Y León, S.A.	3.361.386,33	3.096.879,29	2.995.680,84	-264.507,04	-101.198,45	2.706.743,62	2.594.341,40	2.477.577,80	-112.402,22	-116.763,60
Nedgia Catalunya, S.A.	11.568.134,07	10.674.293,38	10.035.541,63	-893.840,69	-638.751,75	4.278.563,27	4.184.907,94	3.465.268,22	-93.655,33	-719.639,71
Nedgia Cegas, S.A.	2.039.325,18	1.944.219,99	1.842.057,57	-95.105,19	-102.162,43	930.592,29	969.245,03	808.899,23	38.652,74	-160.345,80
Nedgia Galicia, S.A.	1.301.987,40	1.235.729,85	1.189.116,70	-66.257,55	-46.613,15	858.202,86	861.576,59	789.016,67	3.373,72	-72.559,92
Nedgia Madrid, S.A.	5.357.899,32	4.804.943,19	4.709.084,92	-552.956,13	-95.858,27	4.741.042,80	4.459.577,03	4.309.948,37	-281.465,77	-149.628,67
Nedgia Navarra, S.A.	1.073.491,65	1.012.920,28	983.730,46	-60.571,37	-29.189,83	1.282.427,75	1.253.121,68	1.135.627,53	-29.306,06	-117.494,15
Nedgia Rioja, S.A.	590.716,45	545.199,52	533.357,27	-45.516,92	-11.842,26	452.442,51	441.395,73	422.589,53	-11.046,78	-18.806,20
Nedgia Aragon, S.A	17.251,89	16.568,11	16.389,11	-683,78	-179,01	14.223,91	14.300,01	15.751,96	76,10	1.451,96
Nedgia, S.A	109,57	2.948,96	7.473,12	2.839,39	4.524,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	43.084.158,76	39.502.877,92	38.072.477,31	-3.581.280,85	-1.430.400,61	26.472.947,58	25.644.160,31	23.278.033,90	-828.787,26	-2.366.126,41

Cuadro 49. Caracterización del Mercado para el cálculo de la Retribución de 2018, 2019 y 2020 según el anexo X de la Ley 18/2014 (cont.)

En MWh	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	
	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)	2018	2019	2020 (p)	2019	2020 (p)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	22.018,93	21.542,11	21.924,57	-476,82	382,46	1.616.412,32	1.701.529,28	1.646.741,77	85.116,96	-54.787,51
Domus Mil Natural, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madrileña Red De Gas, S.A.	685.388,09	622.942,61	551.037,93	-62.445,47	-71.904,68	827.604,73	865.726,32	881.699,28	38.121,59	15.972,96
Redexis Gas, S.A.	482.514,55	436.848,85	444.740,52	-45.665,69	7.891,67	6.509.049,14	7.308.199,80	7.531.506,58	799.150,66	223.306,78
Redexis Gas Murcia, S.A.	40.457,81	41.831,34	63.111,72	1.373,53	21.280,39	1.787.285,01	1.805.000,99	1.797.271,71	17.715,98	-7.729,28
Nortegas Energía Distribución, S.A.	306.076,90	323.726,44	317.277,00	17.649,54	-6.449,44	11.761.352,47	11.698.653,90	10.481.464,47	-62.698,56	-1.217.189,43
Ned España Distribución Gas, S.A.U	249.420,22	267.106,42	244.750,52	17.686,20	-22.355,90	7.128.240,18	7.033.905,51	6.824.347,66	-94.334,67	-209.557,85
Tolosa Gas, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Andalucía, S.A.	229.339,43	252.606,70	267.270,18	23.267,28	14.663,47	5.463.741,44	5.816.431,54	5.657.148,19	352.690,10	-159.283,34
Nedgia Balears, S.A.		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	263.990,19	276.696,07	281.063,90	12.705,88	4.367,84	4.486.188,26	4.909.745,38	4.649.622,71	423.557,12	-260.122,67
Nedgia Castilla Y León, S.A.	643.045,03	602.642,31	584.340,38	-40.402,72	-18.301,93	24.676,96	27.820,34	20.461,19	3.143,38	-7.359,16
Nedgia Catalunya, S.A.	991.004,31	1.008.340,30	936.505,56	17.335,99	-71.834,74	35.372.137,26	35.765.227,66	33.315.605,36	393.090,40	-2.449.622,30
Nedgia Cegas, S.A.	203.200,75	206.758,63	206.665,47	3.557,88	-93,16	21.232.171,10	21.192.590,17	19.378.892,58	-39.580,93	-1.813.697,59
Nedgia Galicia, S.A.	173.070,21	165.739,52	160.341,03	-7.330,69	-5.398,49	262.917,39	251.833,15	243.369,26	-11.084,23	-8.463,89
Nedgia Madrid, S.A.	473.929,40	446.937,55	429.237,97	-26.991,85	-17.699,57	2.520.471,60	2.531.150,38	2.294.313,51	10.678,78	-236.836,87
Nedgia Navarra, S.A.	174.008,00	193.182,64	194.381,90	19.174,64	1.199,26	5.336.907,22	5.478.128,38	5.261.022,83	141.221,16	-217.105,54
Nedgia Rioja, S.A.	88.803,88	83.541,43	78.438,40	-5.262,44	-5.103,04	625.734,81	657.637,13	640.054,59	31.902,32	-17.582,54
Nedgia Aragon, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.708.201,95	5.651.202,98	5.504.472,34	-56.998,97	-146.730,64
Nedgia, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.452.801,16	15.610.179,18	14.976.127,55	157.378,02	-634.051,62
TOTAL	5.026.267,69	4.950.442,92	4.781.087,04	-75.824,76	-169.355,88	126.115.892,99	128.304.962,10	121.104.121,59	2.189.069,10	-7.200.840,51

Fuente: SIFCO

Cuadro 51. Determinación Retribución 2020 por Empresa según Metodología establecida por Ley 18/2014

Retribución Año 2019 Provisional sin Extracoste GLP	Δ Puntos de Suministro conectados a P<4bar en		Δ Demanda en			Variación de Retribución por					Total Retribución Año 2020	
	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔClmgc<4b)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔClmgrc<4b)	Redes P<4bar por Ptos Suministro de <50MWh/año	Redes P<4bar por Ptos Suministro >50MWh/año	Redes de 4bar<P< 60bar + 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)	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 >80 GWh/año en Redes P<4bar		
						50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh		
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.893.378,49	1.339,00	0,00	-8.025,35	-9.787,91	-54.405,05	66.950,00	0,00	-60.190,12	-44.045,59	-68.006,31	12.779.430,54
Domus Mil Natural, S.A.	44.462,20	78,00	92,50	1.404,11	3.177,32	0,00	3.900,00	6.475,00	10.530,81	14.297,94	0,00	82.695,88
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.345,85	7,50	0,00	-29,08	-13.506,63	0,00	375,00	0,00	-218,09	-60.779,82	0,00	136.656,44
Madrileña Red De Gas, S.A.	144.172.820,60	4.923,00	68,00	-23.973,25	-167.159,29	-55.931,73	246.150,00	4.760,00	-179.799,37	-752.216,80	-69.914,66	142.917.490,11
Redexis Gas, S.A.	90.240.652,31	13.325,50	2.924,50	-62.384,81	-304.458,95	231.198,45	666.275,00	204.715,00	-467.886,08	-1.370.065,27	288.998,06	89.687.682,25
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.698.658,04	586,50	289,00	-11.137,65	-24.427,97	13.551,10	29.325,00	20.230,00	-83.532,36	-109.925,85	16.938,88	16.583.310,61
Nortegas Energía Distribución, S.A.	104.241.724,14	5.000,50	16,50	-139.064,71	-225.965,61	-1.223.638,88	250.025,00	1.155,00	-1.042.985,31	-1.016.845,25	-1.529.548,59	100.743.229,39
Ned España Distribución Gas, S.A.U	71.346.112,80	3.057,50	12,00	-67.193,89	-72.545,12	-231.913,75	152.875,00	840,00	-503.954,17	-326.453,04	-289.892,19	70.295.559,73
Tolosa Gas, S.A	778.852,71	45,00	0,00	-1.232,09	-3.213,84	0,00	2.250,00	0,00	-9.240,65	-14.462,28	0,00	756.439,64
Nedgia Andalucía, S.A.	64.647.583,27	-924,00	24,00	-52.694,83	-157.421,02	-144.619,87	-46.200,00	1.680,00	-395.211,25	-708.394,59	-180.774,84	63.351.518,53
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.	49.029.151,09	3.398,00	625,00	-44.798,08	-37.031,31	-255.754,84	169.900,00	43.750,00	-335.985,63	-166.640,88	-319.693,55	48.413.267,31
Nedgia Castilla Y León, S.A.	79.648.256,78	5.030,00	987,00	-101.198,45	-116.763,60	-25.661,09	251.500,00	69.090,00	-758.988,38	-525.436,20	-32.076,36	78.454.576,38
Nedgia Catalunya, S.A.	401.796.943,95	-4.123,50	1.090,00	-638.751,75	-719.639,71	-2.521.457,05	-206.175,00	76.300,00	-4.790.638,12	-3.238.378,71	-3.151.821,31	390.095.089,39
Nedgia Cegas, S.A.	122.834.920,33	-6.679,50	443,50	-102.162,43	-160.345,80	-1.813.790,75	-333.975,00	31.045,00	-766.218,20	-721.556,11	-2.267.238,43	118.739.745,60
Nedgia Galicia, S.A.	41.501.489,75	3.012,00	575,50	-46.613,15	-72.559,92	-13.862,37	150.600,00	40.285,00	-349.598,62	-326.519,63	-17.327,97	40.962.882,88
Nedgia Madrid, S.A.	151.916.074,68	2.348,50	55,00	-95.858,27	-149.628,67	-254.536,44	117.425,00	3.850,00	-718.937,03	-673.329,00	-318.170,55	149.905.623,88
Nedgia Navarra, S.A.	35.054.347,00	1.535,00	12,00	-29.189,83	-117.494,15	-215.906,29	76.750,00	840,00	-218.923,70	-528.723,68	-269.882,86	34.109.567,00
Nedgia Rioja, S.A.	15.510.921,31	962,00	13,50	-11.842,26	-18.806,20	-22.685,58	48.100,00	945,00	-88.816,94	-84.627,91	-28.356,97	15.336.542,61
Nedgia Aragon, S.A	6.645.649,53	38,50	0,00	-179,01	1.451,96	-146.730,64	1.925,00	0,00	-1.342,55	6.533,81	-183.413,30	6.454.798,91
Nedgia, S.A	15.766.596,05	2,00	0,00	4.524,16	0,00	-634.051,62	100,00	0,00	33.931,19	0,00	-792.564,53	15.048.826,91
TOTAL	1.424.965.940,88	32.961,50	7.228,00	-1.430.400,61	-2.366.126,41	-7.370.196,38	1.648.075,00	505.960,00	-10.728.004,57	-10.647.568,86	-9.212.745,48	1.394.854.933,99

Fuente: Elaboración Propia

7.2 Retribución reconocida a las empresas en la Resolución

El Cuadro 52 recoge, para cada empresa distribuidora, los valores del ajuste de retribución anual de 2020 a publicar en el BOE.

Cuadro 52. 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 dic 2019	Ajuste Retribución 2020
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	12.779.430,54	13.231.111,01	-451.680,47
Domus Mil Natural, S.A.	82.695,88	189.712,87	-107.016,99
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	136.656,44	206.496,55	-69.840,11
Madrileña Red De Gas, S.A.	142.917.490,11	147.093.081,02	-4.175.590,91
Redexis Gas, S.A.	89.687.682,25	98.097.177,44	-8.409.495,19
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.583.310,61	17.176.035,85	-592.725,24
Nortegas Energía Distribución, S.A.	100.743.229,39	106.844.094,19	-6.100.864,80
Ned España Distribución Gas, S.A.U	70.295.559,73	72.066.419,07	-1.770.859,34
Tolosa Gas, S.A	756.439,64	767.774,04	-11.334,40
Nedgia Andalucía, S.A.	63.351.518,53	64.138.494,94	-786.976,41
Nedgia Balears, S.A.	0,00		0,00
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.413.267,31	48.022.724,21	390.543,10
Nedgia Castilla Y León, S.A.	78.454.576,38	78.401.861,03	52.715,35
Nedgia Catalunya, S.A.	390.095.089,39	406.983.374,10	-16.888.284,71
Nedgia Cegas, S.A.	118.739.745,60	123.935.769,80	-5.196.024,20
Nedgia Galicia, S.A.	40.962.882,88	40.771.195,54	191.687,34
Nedgia Madrid, S.A.	149.905.623,88	149.920.940,95	-15.317,07
Nedgia Navarra, S.A.	34.109.567,00	34.542.910,58	-433.343,58
Nedgia Rioja, S.A.	15.336.542,61	15.520.590,63	-184.048,02
Nedgia Aragon, S.A	6.454.798,91	6.671.230,47	-216.431,56
Nedgia, S.A	15.048.826,91	16.320.776,96	-1.271.950,05
TOTAL	1.394.854.933,99	1.440.901.771,25	-46.046.837,26

Fuente: Elaboración Propia

8 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 ENERO DE 2020

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

ejercherà, entre otras funciones dentro del sector del gas natural, la de establecer, mediante circulares, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas.

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

En consecuencia, se propone prorrogar los precios vigentes hasta que se realicen los desarrollos normativos pertinentes que pudieran dar lugar a un nuevo régimen económico tanto de los derechos por acometidas como de los precios de alquiler de contadores y equipos de teledistribución 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 teledistribución 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

9 COEFICIENTES DE MERMAS EN LAS INSTALACIONES GASISTAS

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará una Circular sobre los coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas.

ANEXO I. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

ANEXO I.- GASTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVADOS - COPEX

1. Antecedentes

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

La metodología de la Circular 9/2019 clasifica los costes de una empresa en los siguientes grupos:

1. Costes No retribuíbles 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 retribuidos, a través de las instalaciones con retribución individualizada.

3. Costes retribuibiles 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 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 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 $OCOM_n^A$, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

4. Costes retribuíbles previa justificación a través de auditoría y que no están retribuídos 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 directo, 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 define como la caída en desuso de máquinas, equipos y tecnologías por un insuficiente desempeño de sus funciones en comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado y no por un mal funcionamiento.

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 explícita bajo el régimen retributivo de la actividad.

Por tanto, si un tipo de coste es retribuído a través de los valores unitarios no puede ser retribuído 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 transporte²⁷, y entre el 2,53% y el 3,17% para regasificación²⁸ según se compare con la retribución total de O&M o solo con la

²⁷ 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 €

²⁸ 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 €,

retribución de O&M fija.

En consecuencia, 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), que de forma excepcional ha de incurrir la organización para el desempeño de la O&M de la actividad y, además, que no están reconocidos en el régimen retributivo de la misma.

Solo de esta forma, es posible establecer una relación unívoca entre estos costes y el concepto retributivo que los incluye, de modo que, por una parte, todos los costes admisibles sean cubiertos, y por otra no se retribuya dos veces por el mismo concepto. De hecho, la metodología retributiva, por definición, determina la retribución considerada suficiente para cumplir con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley 34/1998, que establece la obligación general para los titulares de autorizaciones administrativas de instalaciones gasistas de *“realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente”*. Por ello, la metodología retributiva ha de dotarse de los instrumentos necesarios para, la correcta clasificación de los costes admisibles y la trazabilidad de cómo son retribuidos cada uno, al objeto de cumplir con el principio de no pagar dos veces por el mismo concepto.

3. Criterios de admisión de gastos de explotación activados admisibles (COPEX)

Teniendo en cuenta el apartado anterior, para que el coste pueda ser considerado COPEX deberá:

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 2021, 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 directo, el motivo de su ejecución deberá ser por obsolescencia o por mejoras de O&M, seguridad y disponibilidad. Para que exista obsolescencia en una instalación, 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 es 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 si misma, tampoco es razón suficiente para reflejar una obsolescencia, debiéndose cumplir lo indicado sobre falta de repuestos, incompatibilidades y seguridad

5. En el caso de los gastos indirectos, 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 sería, por tanto, un supuesto para la ejecución de un gasto indirecto.
6. En el caso de estar relacionados con las T.I.C²⁹. (nuevos equipos y programas informáticos/digitales), (i) cuando sean gastos indirectos, deberán estar directamente relacionados con nuevas funciones y/o exigencias regulatorias; y (ii) cuando sean gastos directos, deberán acreditar la obsolescencia de la tecnología a remplazar y que la misma no sea derivada de negligencias, defectos u omisiones previas.

En cualquier caso, 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)³⁰

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

²⁹ Tecnologías de la Información y la Comunicación.

³⁰ 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.

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 define el Ministerio para la Transición Ecológica.

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, en ellos están contemplados los gastos, 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 estarían 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 no admisibles por COPEX estarían los costes asociados a actuaciones de cambios de piezas por desgaste/corrosión, pintado, reperlitado de tanques, re-metalizado de vaporizadores, cambios luminarias, acomodación/renovación de edificios, adecuación de laboratorios, grandes mantenimientos u overhauls, mantenimientos correctivos, equipamiento de uso general de una empresa (mobiliario, hardware y software) y su renovación, etc.

4. Un coste cuya retribución se establezca a partir del valor auditado admitido como el gas de operación, odorizante (THT), electricidad de motores eléctricos de EC y de plantas de GNL, e incrementos de tasas

municipales y de ocupación de dominio público portuario a partir del 1 de enero de 2021.

5. Un coste asociado a adecuaciones/subsanaciones/mejoras relacionadas con la resolución de problemas derivados de negligencias, defectos, omisiones previas o por problemas constructivos originales que, incluso, afloren en la actualidad.

3.1. Admisibilidad del COPEX

Los COPEX, en tanto coste retribuable ha de cumplir con los criterios de admisibilidad definidos en el artículo 7 de la Circular 9/2019. Por tanto, al igual que otros costes admisibles, 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, 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.

Atendiendo a la racionalidad de los costes, el valor de los COPEX asociados a una misma instalación deberán ser inferiores 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, señálfense que la existencia de varios COPEX para una posición de gasoducto de transporte, no podrá tener un valor superior al valor de inversión de la posición; o los COPEX asociados a una ERM, según su alcance, no deben ser superiores al valor de inversión a VVUU de la ERM o de su ampliación con una tercera línea.

Bajo el mismo criterio, el valor de los COPEX debe tener unos *paybacks* coherentes y, en el caso de COPEX directos equilibrados con la vida útil de la instalación asociada.

Asimismo, y bajo el criterio de razonabilidad de costes, una vez ejecutado un COPEX directo, por su carácter de no recurrente, no debería acometerse ningún otro COPEX con el mismo alcance hasta que transcurriese un periodo equivalente a la vida útil del tipo de instalación implicada, salvo en los casos que fueran costes en T.I.C. donde el plazo a transcurrir sería de al menos 8 años³¹ siempre y cuando se acredite la obsolescencia de la tecnología a remplazar.

³¹ Según la Resolución de la CNMC de 11 de febrero de 2020 (Expediente VECO/DTSA/005/19/VIDAS ÚTILES), sobre las vidas útiles propuestas para Telefónica de España, S.A.U., para 2019, 8 años sería la vida útil más empleada en la mayoría de altas de activos relativos a tecnologías de informática y comunicaciones (T.I.C) y digitalización, siendo además la propuesta, en concreto para el activo general definido como "Software y aplicaciones informáticas".

En consecuencia, y sin perjuicio del cumplimiento de otros requisitos, no se admitirán como COPEX aquellos costes en T.I.C vinculados a instalaciones que no lleven en operación más de 8 años.

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

Las empresas transportistas han facilitado información en julio de 2020, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 13 de la Circular 9/2019, sobre los gastos de explotación activados directos e indirectos previstos incurrir en 2021 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 sobre los planes de inversión y de cierre de instalaciones, en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019.

En el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados por los titulares de plantas de gas natural licuado.

Cuadro 53. Proyectos de COPEX de plantas de GNL presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos	Importe Global	Inicio y Fin previsto en 2020		Inicio previsto en 2020 y Fin previsto en 2021		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	74	84.821.134,60	0	0,00	0	0,00	18	6.866.048,60	41	59.490.086,00	15	18.465.000,00
Proyectos <250.000 €	21	2.597.623,60					8	642.548,60	12	1.745.075,00	1	210.000,00
Proyectos ≥250.000 €	53	82.223.511,00					10	6.223.500,00	29	57.745.011,00	14	18.255.000,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	27	7.843.492,00	0	0,00	0	0,00	16	1.981.452,00	11	5.862.040,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	21	1.743.492,00					13	681.452,00	8	1.062.040,00		
Proyectos ≥250.000 €	6	6.100.000,00					3	1.300.000,00	3	4.800.000,00		
Regasificadora Noroeste, S.A.	21	3.873.255,78	0	0,00	0	0,00	14	2.450.999,78	1	102.600,00	6	1.319.656,00
Proyectos <250.000 €	15	1.263.988,00					11	970.009,00	1	102.600,00	3	191.379,00
Proyectos ≥250.000 €	6	2.609.267,78					3	1.480.990,78			3	1.128.277,00
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	28	9.052.375,45	1	50.000,00	2	110.790,00	11	4.074.085,45	5	2.307.500,00	9	2.510.000,00
Proyectos <250.000 €	15	1.444.790,00	1	50.000,00	2	110.790,00	6	478.000,00	3	566.000,00	3	240.000,00
Proyectos ≥250.000 €	13	7.607.585,45					5	3.596.085,45	2	1.741.500,00	6	2.270.000,00
Total	150	105.590.257,83	1	50.000,00	2	110.790,00	59	15.372.585,83	58	67.762.226,00	30	22.294.656,00
Proyectos <250.000 €	72	7.049.893,60	1	50.000,00	2	110.790,00	38	2.772.009,60	24	3.475.715,00	7	641.379,00
Proyectos ≥250.000 €	78	98.540.364,23	0	0,00	0	0,00	21	12.600.576,23	34	64.286.511,00	23	21.653.277,00

Fuente: Elaboración Propia

Por su parte, en el cuadro siguiente se recoge un resumen de los proyectos presentados por los titulares de instalaciones de transporte.

Cuadro 54. Proyectos de COPEX de transporte presentados para 2021

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior		Inicio posterior a 2021	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	50	39.883.861,33	14	13.014.436,33	34	26.329.425,00	2	540.000,00
Proyectos <250.000 €	19	2.010.000,00	7	625.000,00	11	1.345.000,00	1	40.000,00
Proyectos ≥250.000 €	31	37.873.861,33	7	12.389.436,33	23	24.984.425,00	1	500.000,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2	461.430,00	2	461.430,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	60.000,00	1	60.000,00				
Proyectos ≥250.000 €	1	401.430,00	1	401.430,00				
Regasificadora Noroeste, S.A.	5	645.827,00	4	552.327,00	0	0,00	1	93.500,00
Proyectos <250.000 €	4	363.000,00	3	269.500,00			1	93.500,00
Proyectos ≥250.000 €	1	282.827,00	1	282.827,00				
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Infraestructuras, S.L.	225	8.639.903,05	224	7.513.818,87	1	1.126.084,18	0	0,00
Proyectos <250.000 €	224	7.513.818,87	224	7.513.818,87				
Proyectos ≥250.000 €	1	1.126.084,18			1	1.126.084,18		
Redexis Gas, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €								
Proyectos ≥250.000 €								
Redexis Gas Murcia, S.A.	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32	0	0,00
Proyectos <250.000 €	24	818.794,13	23	746.685,81	1	72.108,32		
Proyectos ≥250.000 €								
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	8	151.830,00	0	0,00	8	151.830,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	151.830,00			8	151.830,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CEGAS, S.A.	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	10	309.235,00	1	40.000,00	9	269.235,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	265.380,00	1	47.000,00	7	218.380,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	9	348.730,00	1	35.000,00	8	313.730,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	17	3.329.070,00	7	705.000,00	9	2.524.070,00	1	100.000,00
Proyectos <250.000 €	14	1.574.070,00	7	705.000,00	6	769.070,00	1	100.000,00
Proyectos ≥250.000 €	3	1.755.000,00			3	1.755.000,00		
NEDGIA NAVARRA, S.A.	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	28.530,00	1	6.000,00	6	22.530,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA RIOJA, S.A.	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	82.475,00	1	5.000,00	6	77.475,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	7	40.420,00	1	19.000,00	6	21.420,00		
Proyectos ≥250.000 €								
NEDGIA, S.A.	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	8	56.780,00	1	16.000,00	7	40.780,00		
Proyectos ≥250.000 €								
Total	387	55.062.265,51	281	23.161.698,01	102	31.167.067,50	4	733.500,00
Proyectos <250.000 €	350	13.623.063,00	272	10.088.004,68	75	3.301.558,32	3	233.500,00
Proyectos ≥250.000 €	37	41.439.202,51	9	13.073.693,33	27	27.865.509,18	1	500.000,00

Fuente: Elaboración Propia

5. Gastos de explotación activados (COPEX) que se ajustarían a los criterios enunciados

Analizados los proyectos de presentados, y tras aplicar los criterios enunciados en los epígrafes anteriores, los COPEX que cumplirían con dichos criterios para la actividad de plantas de GNL serían:

Cuadro 55. Proyectos de COPEX de plantas de GNL que cumplirían los criterios

En Euros	Nº Proyectos Totales	Importe Global	Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	14	846.384,00	4	532.000,00	10	4.409.961,00
Proyectos <250.000 €	8	346.384,00	3	213.000,00	5	715.000,00
Proyectos ≥250.000 €	6	500.000,00	1	319.000,00	5	3.694.961,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	3	4.941.961,00	2	606.384,00	1	240.000,00
Proyectos <250.000 €	2	928.000,00	1	106.384,00	1	240.000,00
Proyectos ≥250.000 €	1	4.013.961,00	1	500.000,00		
Regasificadora Noroeste, S.A.	3	254.418,60	2	151.818,60	1	102.600,00
Proyectos <250.000 €	3	254.418,60	2	151.818,60	1	102.600,00
Proyectos ≥250.000 €						
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	2	210.000,00	1	30.000,00	1	180.000,00
Proyectos <250.000 €	2	210.000,00	1	30.000,00	1	180.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
Total	22	6.252.764	9	1.320.203	13	4.932.561
Proyectos <250.000 €	15	1.738.803	7	501.203	8	1.237.600
Proyectos ≥250.000 €	7	4.513.961	2	819.000	5	3.694.961

Fuente: Elaboración Propia

Comparados los importes anteriores con los COPEX implícitos en los VVUU de O&M que se han venido retribuyendo anualmente a través de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 se observa que, siendo los del Cuadro 54 superiores en el conjunto de la actividad, existen empresas donde los COPEX implícitos son sensiblemente inferiores.

A la vista de dichos datos, y dado que este proceso es de reciente implementación en el sector, lo que puede propiciar la existencia de desajustes entre los criterios enunciados y la información proporcionada por los agentes se ha optado por aplicar un principio de prudencia a los importes a reconocer a cada empresa. Así, se considera conveniente mantener como referencia provisional el importe implícito de COPEX que venían reconociéndose a través de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014. De esta forma, en aquellos casos que la empresa hubiera solicitando una cantidad superior a dichos valores de COPEX implícitos, y que por aplicación de los criterios enunciado anteriormente se haya obtenido una cantidad inferior a los citados COPEX implícitos, se reflejaría este último valor.

En cualquier caso, el importe anterior, a reflejar en la resolución, es un valor provisional por COPEX a cuenta de su posterior acreditación que se asigna de esta forma, a falta de poder basarse en valores auditado de años anteriores como indica el artículo 12.3 de la Circular 9/2019; adicionalmente se considera que dicha cantidad es la cuantía máxima de la inversión en COPEX realizable en el año 2021 de acuerdo con el artículo 22 de la Circular 9/2019.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, y la aplicación de lo dispuesto en la Circular 9/2019, la retribución provisional por COPEX en plantas de GNL para el año 2021, sería la siguiente

Cuadro 56. Retribución provisional por COPEX del año 2021 para plantas de GNL

En Euros	COPEX 2021
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	4.941.961,00
Bahía Bizkaia Gas S.L.	846.384,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	332.610,60
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	589.535,33
Total	6.710.490,93

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 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

Para la actividad de transporte, los COPEX que cumplirían con los criterios descritos serían los siguientes;

Cuadro 57. Proyectos de COPEX de transporte que cumplirían los criterios

En Euros	Nº Proyectos Totales	Importe Global	Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6	1.885.000,00	2	105.000,00	4	1.780.000,00
Proyectos <250.000 €	4	385.000,00	2	105.000,00	2	280.000,00
Proyectos ≥250.000 €	2	1.500.000,00	0	0,00	2	1.500.000,00
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €						
Regasificadora Noroeste, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €						
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €						
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €						
Redexis Infraestructuras, S.L.	1	1.126.084,18	0	0,00	1	1.126.084,18
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €	1	1.126.084,18			1	1.126.084,18
Redexis Gas, S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €						
Proyectos ≥250.000 €						
Redexis Gas Murcia, S.A.	1	72.108,32	0	0,00	1	72.108,32
Proyectos <250.000 €	1	72.108,32			1	72.108,32
Proyectos ≥250.000 €						
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2	39.000,00	0	0,00	2	39.000,00
Proyectos <250.000 €	2	39.000,00			2	39.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA CEGAS, S.A.	3	88.000,00	0	0,00	3	88.000,00
Proyectos <250.000 €	3	88.000,00			3	88.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	2	87.000,00	1	47.000,00	1	40.000,00
Proyectos <250.000 €	2	87.000,00	1	47.000,00	1	40.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	2	134.000,00	0	0,00	2	134.000,00

En Euros	Nº Proyectos Importe Global Totales		Inicio y Fin previsto en 2021		Inicio previsto en 2021 y Fin posterior	
			Nº Proyectos	Importe	Nº Proyectos	Importe
Proyectos <250.000 €	2	134.000,00			2	134.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	5	951.000,00	3	370.000,00	2	581.000,00
Proyectos <250.000 €	4	531.000,00	3	370.000,00	1	161.000,00
Proyectos ≥250.000 €	1	420.000,00			1	420.000,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	1	6.000,00	1	6.000,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	6.000,00	1	6.000,00		
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA RIOJA, S.A.	1	5.000,00	1	5.000,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	5.000,00	1	5.000,00		
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	1	19.000,00	1	19.000,00	0	0,00
Proyectos <250.000 €	1	19.000,00	1	19.000,00		
Proyectos ≥250.000 €						
NEDGIA, S.A.	2	26.000,00	1	16.000,00	1	10.000,00
Proyectos <250.000 €	2	26.000,00	1	16.000,00	1	10.000,00
Proyectos ≥250.000 €						
Total	27	4.438.192,50	10	568.000,00	17	3.870.192,50
Proyectos <250.000 €	23	1.392.108,32	10	568.000,00	13	824.108,32
Proyectos ≥250.000 €	4	3.046.084,18	0	0,00	4	3.046.084,18

Fuente: Elaboración Propia

A semejanza con los COPEX de las plantas de GNL, si comparamos los importes anteriores con los COPEX implícitos en los VVUU de O&M que se han venido retribuyendo anualmente a través de la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014, se observan diferencias con los COPEX implícitos en algunas empresas.

Aplicando, los mismos criterios que con los COPEX de las plantas de GNL, la retribución provisional por COPEX en transporte para el año 2021, sería la siguiente

Cuadro 58. Retribución provisional por COPEX para el año 2021 para transporte

En Euros	COPEX 2021s
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	14.911.882,11
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	461.430,00
Regasificadora Noroeste, S.A.	146.958,16
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	0,00
Redexis Infraestructuras, S.L.	1.126.084,18
Redexis Gas, S.A.	0,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	72.108,32
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	90.409,93
NEDGIA CEGAS, S.A.	88.000,00
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	87.000,00
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	134.000,00
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	951.000,00
NEDGIA NAVARRA, S.A.	23.848,03
NEDGIA RIOJA, S.A.	43.769,52
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	19.000,00
NEDGIA, S.A.	26.000,00
Total	18.181.490,25

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 2021 distinto del reflejado en la Resolución para el año 2021:

Los proyectos que no se ajustarían a los criterios enunciados bien por no cumplirlos, bien porque la información proporcionada no ha permitido incluirlos, se recogen a continuación, indicando únicamente su código identificativo único por razones de confidencialidad.

Listado de proyectos que no se ajustarían a los criterios

COPEX106R/2020/000001	COPEX107R/2020/000026	COPEX101R/2021/000070	COPEX101R/2021/000115	COPEX132T/2020/000007
COPEX106R/2020/000002	COPEX108R/2020/000001	COPEX101T/2021/000015	COPEX101T/2021/000028	COPEX132T/2020/000008
COPEX106R/2020/000003	COPEX108R/2020/000002	COPEX101T/2021/000006	COPEX101T/2021/000043	COPEX132T/2020/000009
COPEX106R/2020/000004	COPEX108R/2020/000003	COPEX101T/2021/000008	COPEX101R/2021/000042	COPEX132T/2020/000010
COPEX106R/2020/000005	COPEX108R/2020/000004	COPEX101T/2021/000004	COPEX101T/2021/000041	COPEX132T/2020/000011
COPEX106R/2020/000006	COPEX108R/2020/000005	COPEX101R/2021/000071	COPEX101R/2021/000116	COPEX132T/2020/000012
COPEX106R/2020/000007	COPEX108R/2020/000006	COPEX101T/2021/000046	COPEX101T/2021/000024	COPEX132T/2020/000013
COPEX106R/2020/000008	COPEX108R/2020/000007	COPEX101T/2021/000045	COPEX101T/2021/000033	COPEX132T/2020/000014
COPEX106R/2020/000009	COPEX108R/2020/000008	COPEX101T/2021/000018	COPEX101R/2021/000112	COPEX132T/2020/000015
COPEX106R/2020/000010	COPEX108R/2020/000009	COPEX101R/2021/000107	COPEX101T/2021/000083	COPEX132T/2020/000016
COPEX106R/2020/000011	COPEX108R/2020/000010	COPEX101T/2021/000032	COPEX101R/2021/000044	COPEX132T/2020/000017
COPEX106R/2020/000012	COPEX108R/2020/000011	COPEX101R/2021/000121	COPEX101T/2021/000080	COPEX132T/2020/000018
COPEX106R/2020/000013	COPEX108R/2020/000012	COPEX101R/2021/000050	COPEX101T/2021/000017	COPEX132T/2020/000019
COPEX106R/2020/000015	COPEX108R/2020/000013	COPEX101R/2021/000002	COPEX101R/2021/000117	COPEX132T/2020/000020
COPEX106R/2020/000016	COPEX108R/2020/000014	COPEX101T/2021/000106	COPEX101T/2021/000021	COPEX132T/2020/000021
COPEX106R/2020/000017	COPEX108R/2020/000016	COPEX101R/2021/000052	COPEX101R/2021/000118	COPEX132T/2020/000022
COPEX106R/2020/000019	COPEX108R/2020/000017	COPEX101R/2021/000003	COPEX101T/2021/000081	COPEX132T/2020/000023
COPEX106R/2020/000020	COPEX108R/2020/000018	COPEX101T/2021/000031	COPEX101T/2021/000011	COPEX132T/2020/000024
COPEX106R/2020/000021	COPEX108R/2020/000019	COPEX101R/2021/000122	COPEX101R/2021/000120	COPEX132T/2020/000025
COPEX106R/2020/000023	COPEX108R/2020/000020	COPEX101T/2021/000082	COPEX101T/2021/000025	COPEX132T/2020/000026
COPEX106R/2020/000024	COPEX108R/2020/000021	COPEX101R/2021/000119	COPEX101T/2021/000022	COPEX132T/2020/000027
COPEX106R/2020/000025	COPEX108R/2020/000023	COPEX101T/2021/000036	COPEX101T/2021/000026	COPEX132T/2020/000028
COPEX106R/2020/000026	COPEX108R/2020/000024	COPEX101R/2021/000123	COPEX101R/2021/000110	COPEX132T/2020/000029
COPEX106R/2020/000027	COPEX108R/2020/000025	COPEX101T/2021/000009	COPEX101T/2022/000094	COPEX132T/2020/000030
COPEX107R/2020/000001	COPEX108R/2020/000026	COPEX101T/2021/000012	COPEX101T/2022/000104	COPEX132T/2020/000031
COPEX107R/2020/000002	COPEX108R/2020/000027	COPEX101T/2021/000010	COPEX101R/2022/000095	COPEX132T/2020/000032
COPEX107R/2020/000003	COPEX108R/2020/000028	COPEX101T/2021/000013	COPEX101R/2022/000092	COPEX132T/2020/000033
COPEX107R/2020/000004	COPEX101T/2021/000035	COPEX101R/2021/000062	COPEX101R/2022/000103	COPEX132T/2020/000034
COPEX107R/2020/000006	COPEX101T/2021/000034	COPEX101T/2021/000014	COPEX101R/2022/000100	COPEX132T/2020/000035
COPEX107T/2020/000007	COPEX101R/2021/000086	COPEX101R/2021/000051	COPEX101R/2022/000091	COPEX132T/2020/000036
COPEX107T/2020/000008	COPEX101R/2021/000084	COPEX101R/2021/000067	COPEX101R/2022/000097	COPEX132T/2020/000037
COPEX107T/2020/000009	COPEX101R/2021/000087	COPEX101R/2021/000001	COPEX101R/2022/000102	COPEX132T/2020/000038
COPEX107R/2020/000010	COPEX101R/2021/000055	COPEX101R/2021/000074	COPEX101R/2022/000089	COPEX132T/2020/000039
COPEX107R/2020/000011	COPEX101R/2021/000060	COPEX101R/2021/000068	COPEX101R/2022/000099	COPEX132T/2020/000040
COPEX107R/2020/000012	COPEX101R/2021/000078	COPEX101R/2021/000075	COPEX101R/2022/000090	COPEX132T/2020/000041
COPEX107R/2020/000015	COPEX101T/2021/000079	COPEX101R/2021/000061	COPEX101R/2022/000096	COPEX132T/2020/000042
COPEX107R/2020/000016	COPEX101T/2021/000007	COPEX101R/2021/000085	COPEX101R/2022/000098	COPEX132T/2020/000043
COPEX107R/2020/000017	COPEX101R/2021/000056	COPEX101R/2021/000073	COPEX101R/2022/000093	COPEX132T/2020/000044
COPEX107T/2020/000018	COPEX101R/2021/000065	COPEX101T/2021/000005	COPEX101R/2022/000101	COPEX132T/2020/000045
COPEX107R/2020/000019	COPEX101R/2021/000069	COPEX101R/2021/000124	COPEX104T/2021/000001	COPEX132T/2020/000046
COPEX107R/2020/000020	COPEX101R/2021/000076	COPEX101T/2021/000029	COPEX104T/2021/000002	COPEX132T/2020/000047
COPEX107R/2020/000021	COPEX101R/2021/000053	COPEX101R/2021/000114	COPEX132T/2020/000002	COPEX132T/2020/000048
COPEX107R/2020/000022	COPEX101R/2021/000063	COPEX101T/2021/000030	COPEX132T/2020/000003	COPEX132T/2020/000049
COPEX107T/2020/000023	COPEX101R/2021/000077	COPEX101T/2021/000040	COPEX132T/2020/000004	COPEX132T/2020/000050
COPEX107R/2020/000024	COPEX101T/2021/000037	COPEX101T/2021/000039	COPEX132T/2020/000005	COPEX132T/2020/000051
COPEX107R/2020/000025	COPEX101R/2021/000047	COPEX101T/2021/000027	COPEX132T/2020/000006	COPEX132T/2020/000052

COPEX132T/2020/000053	COPEX132T/2020/000105	COPEX132T/2020/000157	COPEX132T/2020/000209	COPEX230T/2019/000002
COPEX132T/2020/000054	COPEX132T/2020/000106	COPEX132T/2020/000158	COPEX132T/2020/000210	COPEX230T/2019/000003
COPEX132T/2020/000055	COPEX132T/2020/000107	COPEX132T/2020/000159	COPEX132T/2020/000211	COPEX230T/2019/000004
COPEX132T/2020/000056	COPEX132T/2020/000108	COPEX132T/2020/000160	COPEX132T/2020/000212	COPEX230T/2019/000005
COPEX132T/2020/000057	COPEX132T/2020/000109	COPEX132T/2020/000161	COPEX132T/2020/000213	COPEX230T/2019/000006
COPEX132T/2020/000058	COPEX132T/2020/000110	COPEX132T/2020/000162	COPEX132T/2020/000214	COPEX230T/2019/000009
COPEX132T/2020/000059	COPEX132T/2020/000111	COPEX132T/2020/000163	COPEX132T/2020/000215	COPEX230T/2019/000010
COPEX132T/2020/000060	COPEX132T/2020/000112	COPEX132T/2020/000164	COPEX132T/2020/000216	COPEX230T/2020/000011
COPEX132T/2020/000061	COPEX132T/2020/000113	COPEX132T/2020/000165	COPEX132T/2020/000217	COPEX230T/2020/000012
COPEX132T/2020/000062	COPEX132T/2020/000114	COPEX132T/2020/000166	COPEX132T/2020/000218	COPEX230T/2020/000015
COPEX132T/2020/000063	COPEX132T/2020/000115	COPEX132T/2020/000167	COPEX132T/2020/000219	COPEX230T/2020/000017
COPEX132T/2020/000064	COPEX132T/2020/000116	COPEX132T/2020/000168	COPEX132T/2020/000220	COPEX111T/2019/000001
COPEX132T/2020/000065	COPEX132T/2020/000117	COPEX132T/2020/000169	COPEX132T/2020/000221	COPEX111T/2019/000002
COPEX132T/2020/000066	COPEX132T/2020/000118	COPEX132T/2020/000170	COPEX132T/2020/000222	COPEX111T/2019/000003
COPEX132T/2020/000067	COPEX132T/2020/000119	COPEX132T/2020/000171	COPEX132T/2020/000223	COPEX111T/2019/000004
COPEX132T/2020/000068	COPEX132T/2020/000120	COPEX132T/2020/000172	COPEX132T/2020/000224	COPEX111T/2019/000005
COPEX132T/2020/000069	COPEX132T/2020/000121	COPEX132T/2020/000173	COPEX132T/2020/000225	COPEX111T/2019/000006
COPEX132T/2020/000070	COPEX132T/2020/000122	COPEX132T/2020/000174	COPEX225T/2020/000002	COPEX240T/2019/000001
COPEX132T/2020/000071	COPEX132T/2020/000123	COPEX132T/2020/000175	COPEX225T/2020/000003	COPEX240T/2019/000002
COPEX132T/2020/000072	COPEX132T/2020/000124	COPEX132T/2020/000176	COPEX225T/2020/000004	COPEX240T/2019/000003
COPEX132T/2020/000073	COPEX132T/2020/000125	COPEX132T/2020/000177	COPEX225T/2020/000005	COPEX240T/2019/000004
COPEX132T/2020/000074	COPEX132T/2020/000126	COPEX132T/2020/000178	COPEX225T/2020/000006	COPEX240T/2019/000005
COPEX132T/2020/000075	COPEX132T/2020/000127	COPEX132T/2020/000179	COPEX225T/2020/000007	COPEX240T/2019/000006
COPEX132T/2020/000076	COPEX132T/2020/000128	COPEX132T/2020/000180	COPEX225T/2020/000008	COPEX218T/2019/000001
COPEX132T/2020/000077	COPEX132T/2020/000129	COPEX132T/2020/000181	COPEX225T/2020/000009	COPEX218T/2019/000002
COPEX132T/2020/000078	COPEX132T/2020/000130	COPEX132T/2020/000182	COPEX225T/2020/000010	COPEX218T/2019/000003
COPEX132T/2020/000079	COPEX132T/2020/000131	COPEX132T/2020/000183	COPEX225T/2020/000011	COPEX218T/2019/000004
COPEX132T/2020/000080	COPEX132T/2020/000132	COPEX132T/2020/000184	COPEX225T/2020/000012	COPEX218T/2019/000005
COPEX132T/2020/000081	COPEX132T/2020/000133	COPEX132T/2020/000185	COPEX225T/2020/000013	COPEX218T/2019/000006
COPEX132T/2020/000082	COPEX132T/2020/000134	COPEX132T/2020/000186	COPEX225T/2020/000014	COPEX226T/2019/000001
COPEX132T/2020/000083	COPEX132T/2020/000135	COPEX132T/2020/000187	COPEX225T/2020/000015	COPEX239T/2019/000001
COPEX132T/2020/000084	COPEX132T/2020/000136	COPEX132T/2020/000188	COPEX225T/2020/000016	COPEX239T/2019/000002
COPEX132T/2020/000085	COPEX132T/2020/000137	COPEX132T/2020/000189	COPEX225T/2020/000017	COPEX239T/2019/000003
COPEX132T/2020/000086	COPEX132T/2020/000138	COPEX132T/2020/000190	COPEX225T/2020/000018	COPEX239T/2019/000004
COPEX132T/2020/000087	COPEX132T/2020/000139	COPEX132T/2020/000191	COPEX225T/2020/000019	COPEX239T/2019/000005
COPEX132T/2020/000088	COPEX132T/2020/000140	COPEX132T/2020/000192	COPEX225T/2020/000020	COPEX239T/2019/000006
COPEX132T/2020/000089	COPEX132T/2020/000141	COPEX132T/2020/000193	COPEX225T/2020/000021	COPEX220T/2019/000001
COPEX132T/2020/000090	COPEX132T/2020/000142	COPEX132T/2020/000194	COPEX225T/2020/000022	COPEX220T/2019/000002
COPEX132T/2020/000091	COPEX132T/2020/000143	COPEX132T/2020/000195	COPEX225T/2020/000023	COPEX220T/2019/000003
COPEX132T/2020/000092	COPEX132T/2020/000144	COPEX132T/2020/000196	COPEX225T/2020/000024	COPEX220T/2019/000004
COPEX132T/2020/000093	COPEX132T/2020/000145	COPEX132T/2020/000197	COPEX226T/2019/000002	COPEX220T/2019/000005
COPEX132T/2020/000094	COPEX132T/2020/000146	COPEX132T/2020/000198	COPEX226T/2019/000003	COPEX220T/2019/000006
COPEX132T/2020/000095	COPEX132T/2020/000147	COPEX132T/2020/000199	COPEX226T/2019/000004	COPEX220T/2020/000008
COPEX132T/2020/000096	COPEX132T/2020/000148	COPEX132T/2020/000200	COPEX226T/2019/000005	COPEX222T/2019/000001
COPEX132T/2020/000097	COPEX132T/2020/000149	COPEX132T/2020/000201	COPEX226T/2019/000006	COPEX222T/2019/000002
COPEX132T/2020/000098	COPEX132T/2020/000150	COPEX132T/2020/000202	COPEX227T/2019/000001	COPEX222T/2019/000003
COPEX132T/2020/000099	COPEX132T/2020/000151	COPEX132T/2020/000203	COPEX227T/2019/000002	COPEX222T/2019/000004
COPEX132T/2020/000100	COPEX132T/2020/000152	COPEX132T/2020/000204	COPEX227T/2019/000003	COPEX222T/2019/000005
COPEX132T/2020/000101	COPEX132T/2020/000153	COPEX132T/2020/000205	COPEX227T/2019/000004	COPEX222T/2019/000006
COPEX132T/2020/000102	COPEX132T/2020/000154	COPEX132T/2020/000206	COPEX227T/2019/000005	COPEX222T/2020/000007
COPEX132T/2020/000103	COPEX132T/2020/000155	COPEX132T/2020/000207	COPEX227T/2019/000006	
COPEX132T/2020/000104	COPEX132T/2020/000156	COPEX132T/2020/000208	COPEX230T/2019/000001	

**ANEXO II. ESTIMACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE EXTENSIÓN DE
VIDA ÚTIL APLICABLES A LOS COSTES DE O&M VARIABLE DE LAS
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN 2020**

ANEXO II.- ESTIMACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL APLICABLES A LOS COSTES DE O&M VARIABLE DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN 2020

1. Antecedentes

En cumplimiento de la Sentencia nº 290/2016 del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso-Administrativo, correspondiente al recurso contencioso-administrativo ordinario número 59/2015, interpuesto por Planta de Regasificación de Sagunto, S.A., contra la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, se procede a reconocer la aplicación de los coeficientes de extensión de vida útil de los activos de regasificación que han superado la vida útil regulatoria, a los costes variables de regasificación.

2. Metodología aplicable

Dado que el coeficiente de extensión de vida útil se calcula para cada instalación en función de los años transcurridos desde la finalización de su vida útil, y que los costes variables de regasificación se corresponden con los volúmenes de gas relativos al uso de cada planta, se hace necesario establecer una metodología de cálculo de dichos costes, a fin de asignar a cada planta la retribución por costes de operación y mantenimiento variables por extensión de vida útil correspondiente a cada año.

Dicha metodología fue establecida por el Artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, sobre aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación.

Según la misma el coeficiente μ establecido en el apartado 2.e) del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y empleado en los activos que han superado su vida útil regulatoria y continúan en operación, se aplicará a los costes de operación y mantenimiento variables según lo siguiente:

- a) El coste de operación y mantenimiento variable de los vaporizadores corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de regasificación.
- b) El coste de operación y mantenimiento variable de la obra civil, portuaria y marítima, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de buques.
- c) El coste de operación y mantenimiento variable de los cargaderos de cisternas, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de cisternas.
- d) El coste de operación y mantenimiento variable de los tanques de almacenamiento es cero.

Además, el artículo señala que el coste de operación y mantenimiento variable

por planta y actividad (regasificación, carga de cisternas y trasvase a/entre buques), se multiplicará por un coeficiente $\mu V_{n,t}^j$, calculado según la siguiente fórmula:

$$\mu V_{n,t}^j = 1 + \frac{\sum_{i=1}^m (\mu_n^i - 1) * VR_i * U_{n,i}}{\sum_{i=1}^m VR_i}$$

Donde:

- n es el año de aplicación.
- j es la actividad (regasificación, carga de cisterna y trasvase a buque).
- t es la planta de regasificación (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugaros, Bizkaia).
- m es el número de elementos de la planta «t» asociados al coste de operación y mantenimiento variable de la actividad «j».
- $\mu_{i,n}$ es el coeficiente de extensión de vida útil del elemento «i» en el año «n» calculado según la fórmula establecido en el apartado 2.e del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
- VR_i es el valor de inversión reconocido del elemento «i».
- $U_{n,i}$ es el grado de utilización efectivo del elemento «i» en el año «n», expresado en un porcentaje. Para todos los elementos de obra civil y de cargaderos de cisternas tomará un valor de 100%.

Para cada elemento vaporizador, el factor $U_{n,i}$ se calculará con base en la vaporización real de cada planta desde el 16 de noviembre del año anterior hasta el 15 de noviembre del año de aplicación (ambos incluidos), aplicando como criterio de utilización el uso prioritario de los vaporizadores que se hayan instalado más recientemente.

En la orden por la que se establezcan las retribuciones del año «n+1» se publicarán los coeficientes que correspondan a cada planta para el año «n».

3. *Estimación de los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de O&M variable de las plantas de regasificación en 2020*

Conforme con lo dispuesto en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se procede a determinar los coeficientes de extensión de vida útil a aplicar en el año 2020 a los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación:

Cuadro 59.- Coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de plantas de regasificación

	Actividad		
	Carga cisternas	Recarga buques	Regasificación
Huelva	1,12	1,00	1,08
Cartagena	1,06	1,00	1,06
Barcelona	1,31	1,00	1,05
BBG	1,00	1,00	1,15
Reganosa	1,00	1,00	1,15
Saggas	1,00	1,00	1,04

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se incluyen las tablas resumen de cada una de las plantas para los elementos vaporizadores. Indicar que los días de operación corresponden con el resultado de aplicar los criterios establecidos en la fórmula del artículo 4 y no con los valores reales de operación de los vaporizadores de las plantas.

Cuadro 60.- Detalle calculo coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de vaporización por plantas de regasificación

PLANTA HUELVA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacidad acumulada	Días operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación de la capacidad de emisión nominal desde 1.200.000 hasta 1.350.000 m3 (n)/h en la red de 72 bar en Planta de Huelva (vaporizador de agua de mar PA-116 J)	29/03/2007	1,15	20.085.757	150.000	150.000	366	100,27%	3.021.118
Planta de Huelva. Ampliación vaporización desde 1.050.000 m3(n)/h hasta 1.200.000 m3(n)/h	26/06/2006	1,15	22.593.814	150.000	300.000	360	98,63%	3.342.646
Planta de Huelva. Ampliación vaporización de 900.000 m3(n)/h hasta 1.050.000 m3(n)/h	30/11/2005	1,15	19.737.956	150.000	450.000	318	87,12%	2.579.453
Planta Huelva. Ampliación hasta 900.000 m3(N)/h	20/12/2004	1,16	70.889.187	450.000	900.000	202	55,34%	6.277.092
Planta de Huelva. Vaporización 2 (300.000 m3/h)	01/01/1993	1,36	43.079.951	300.000	1.200.000	10	2,74%	424.898
Planta de Huelva. Vaporización 1 (150.000 m3/h)	01/01/1989	1,48	21.334.833	150.000	1.350.000	-	0,00%	-
			197.721.498					15.645.208
								1,0791275
PLANTA CARTAGENA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Días operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación capacidad de emisión nominal desde 1.200.000 hasta 1.350.000 m3 (n)/h en Planta de Cartagena (vaporizador de agua de mar PA-243 C)	25/06/2008	1,15	20.721.000	150.000	150.000	366	100,27%	3.116.665
Planta de Cartagena. Ampliación vaporización desde 1.050.000 m3(n)/h hasta 1.200.000 m3(n)/h	22/06/2006	1,15	26.184.259	150.000	300.000	349	95,62%	3.755.468
Planta de Cartagena. Ampliación vaporización desde 900.000 m3(n)/h hasta 1.050.000 m3(n)/h	22/06/2006	1,15	26.184.259	150.000	450.000	238	65,21%	2.561.036
Planta Cartagena. Ampliación hasta 900.000 m3(N)/h	28/03/2005	1,15	31.559.295	300.000	750.000	71	19,45%	920.840
Planta Cartagena. Ampliación hasta 600.000 m3(N)/h	24/09/2003	1,17	14.188.222	150.000	900.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 2 (150.000 m3/h)	01/01/2001	1,19	29.528.145	150.000	1.050.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 3 (150.000 m3/h) OM 2002	02/11/2000	1,20	20.708.700	150.000	1.200.000	-	0,00%	-
Planta de Cartagena. Vaporización 1 (150.000 m3/h) OM1987	01/01/1998	1,24	14.096.702	150.000	1.350.000	-	0,00%	-
			183.170.582					10.354.009
								1,0565266
PLANTA BARCELONA	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Días operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Ampliación capacidad de emisión nominal desde 1.650.000 hasta 1.800.000 m3 (n)/h en la Planta de Barcelona. (Nuevo vaporizador de agua de mar E - 2200 H)	15/06/2009	1,15	19.748.796	150.000	150.000	366	100,27%	2.970.435
Ampliación capacidad emisión nominal desde 1.800.000 hasta 1.950.000 m3 (n)/h en la Planta de Barcelona (nuevo vaporizador de agua de mar E - 2200 I)	15/06/2009	1,15	20.253.851	150.000	300.000	366	100,27%	3.046.401
Planta de Barcelona. Ampliación vaporización desde 1.500.000 m3(n)/h hasta 1.650.000 m3(n)/h	31/03/2006	1,15	19.513.564	150.000	450.000	304	83,29%	2.437.859
Planta de Barcelona. Ampliación vaporización desde 1.200.000 m3(n)/h hasta 1.500.000 m3(n)/h	05/12/2005	1,15	59.628.849	300.000	750.000	159	43,56%	3.896.296
Planta de Barcelona. Vaporización (300.000 m3/h)	19/11/2002	1,18	59.417.400	300.000	1.050.000	34	9,32%	996.259
Planta de Barcelona. Vaporización 3 (300.000 m3/h)	01/01/2002	1,18	59.056.290	300.000	1.350.000	1	0,27%	29.124
Planta de Barcelona. Vaporización 2 (300.000 m3/h)	01/01/1996	1,28	23.259.020	300.000	1.650.000	-	0,00%	-
Planta de Barcelona. Vaporización 1-a (300.000 m3/h) OM pone 1981	01/01/1982	1,69	23.259.020	300.000	1.950.000	-	0,00%	-
			284.136.789					13.376.374
								1,0470772
PLANTA BILBAO	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Días funcionam	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Vaporizador (200.000 m3/h) (1 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	200.000	366	100,00%	6.429.183
Vaporizador (200.000 m3/h) (2 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	400.000	363	99,18%	6.376.485
Vaporizador (200.000 m3/h) (3 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	600.000	324	88,52%	5.691.408
Vaporizador (200.000 m3/h) (4 de 4)	05/12/2003	1,17	37.818.725	200.000	800.000	198	54,10%	3.478.083
			151.274.901					21.975.159
								1,1452664
PLANTA MUGARDOS	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Días operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Regasificadora de Mugardos. Capacidad de emisión de 412.800 m3 (n)/h	07/11/2007	1,15	56.124.288	412.800	412.800	366	100,00%	8.418.643
			56.124.288					8.418.643
								1,1500000
PLANTA SAGUNTO	PEM	Coef. Extensión	V. Reconocido	Capacidad	Capacida acumulada	Días operación	% uso	V. Reconocido*Coef*% uso
Vaporizador (200.000 m3/h) (5º)	28/11/2008	1,15	25.466.118	200.000	200.000	366	100,00%	3.819.918
Vaporizador (200.000 m3/h) (1 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	400.000	160	43,72%	2.696.926
Vaporizador (200.000 m3/h) (2 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	600.000	16	4,37%	269.693
Vaporizador (200.000 m3/h) (3 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	800.000	6	1,64%	101.135
Vaporizador (200.000 m3/h) (4 de 4)	01/04/2006	1,15	41.128.125	200.000	1.000.000	-	0,00%	-
			189.978.618					6.887.671
								1,0362550

A continuación, se incluyen las tablas resumen de cada una de las plantas para los cargaderos de cisternas de GNL.

Cuadro 61.- Detalle calculo coeficientes de extensión de vida útil 2020 para VU de O&M variables de cargaderos de cisternas de GNL por plantas de regasificación

Planta	Elemento	Fecha puesta en marcha	Coef Extensión	% Utilización	VR _i (valor reconocido de)	VR _i * Coef * % uso
Huelva	Planta de Huelva. Cargadero 1	01/01/1989	1,20	100%	1.391.048	1.669.258
	Planta de Huelva. Cargadero 2	01/01/1998	1,15	100%	1.378.119	1.584.837
	Planta de Huelva. Cargadero 3	01/01/2001	1,00	100%	1.529.622	1.529.622
					4.298.790,11	1,11281
Cartagena	Planta de Cartagena. Cargadero 1	01/01/1990	1,19	100%	723.291	860.717
	Planta de Cartagena. Cargadero 2 OM 1999	01/01/2000	1,00	100%	804.311	804.311
	Planta de Cartagena. Cargadero 3 OM 1999	01/01/2000	1,00	100%	804.311	804.311
					2.331.912,72	1,05893
Barcelona	Planta de Barcelona. Cargadero 2	01/01/1980	1,42	100%	1.435.389	2.038.252
	Planta de Barcelona. Cargadero 1	01/01/1980	1,42	100%	1.435.389	2.038.252
	Planta de Barcelona. Cargadero 3	01/01/2001	1,00	100%	1.353.207	1.353.207
					4.223.984,50	1,28545
Mugardos	Regasificadora de Bilbao. Cargadero de Cisternas GNL	05/12/2003	1,00	100%	1.555.398,00	1.555.398,00
						1,00000
Sagunto	Planta de Sagunto. Cargadero 1	01/04/2006	1,00	100%	1.804.325	1.804.325
	Planta de Sagunto. Cargadero 2	01/04/2006	1,00	100%	1.804.325	1.804.325
					3.608.650,00	1,00000
Bilbao	Regasificadora de Mugardos. Cargadero de Cisternas GNL 1	07/11/2007	1,00	100%	3.080.111	3.080.111
	Regasificadora de Mugardos. Cargadero de Cisternas GNL 2	07/11/2007	1,00	100%	3.080.111	3.080.111
					6.160.222,00	1,00000

**ANEXO III. MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN Y SU NUMERO DE
PUNTOS DE SUMINISTRO A 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

ANEXO III.- MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN Y SU NUMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO A 31 DE DICIEMBRE DE 2018

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 Acuerdo³² 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 Acuerdos³³ 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 1/2019³⁴, de 11 de enero, que señala que, entre otras, serán competencia de la CNMC las cuestiones retributivas de las instalaciones de distribución, con fecha de salida de 23 de julio de 2020, 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 2019.

En relación con la información solicitada por esta Comisión, con fecha de entrada en la CNMC de 28 de julio de 2020, la compañía DISTRIBUCIÓN Y

³² 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.

³³ 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.

³⁴ Real Decreto-ley 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.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A., remite escrito manifestando que no ha realizado ninguna gasificación reciente con inicio en el año 2019.

Por su parte, 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, de fecha 28 de julio de 2020, declarando que no tienen ningún municipio con puesta en gas reciente durante el año 2019.

El 29 de julio de 2020, 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 2019.

Asimismo, con fecha de entrada en la CNMC de 16 de septiembre de 2020, la compañía MADRILEÑA RED DE GAS, S.A., remite contestación a esta Comisión, donde queda constatado que no ha realizado ninguna gasificación reciente de municipios durante el año 2019.

Por otro lado, con fecha de entrada en la Comisión de 17 de septiembre de 2020, REDEXIS GAS, S.A., y REDEXIS GAS MURCIA, S.A., remiten sendos escritos, adjuntando la información solicitada.

Adicionalmente, con fecha de entrada 1 de octubre de 2020, la distribuidora NEDGIA LA RIOJA, S.A., en contestación a la información solicitada, remite escrito, anexando la documentación correspondiente.

Asimismo, cabe señalar que, con fecha de entrada en la CNMC de 1 de octubre de 2020, el resto de las empresas distribuidoras del grupo NEDGIA³⁵, excepto NEDGIA BALEARS, S.A., para la que no se ha recibido contestación, remiten, de forma individualizada, los correspondientes escritos, donde ponen de manifiesto que no disponen de municipios de reciente gasificación durante el año 2019.

Finalmente, con fecha de entrada 26 de octubre de 2020, DOMUS MIL NATURAL, S.A., adjunta escrito, al que anexa la información correspondiente, relativa a los municipios de gasificación reciente en el año 2019, en los términos solicitados por esta Comisión.

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.

³⁵ 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, 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, cabe señalar que 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 diciembre³⁶, establece que la DGPEM y esta Comisión podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de 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 SCTD³⁷)-, 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. Municipios propuestos por las empresas

Vista la documentación remitida por las distribuidoras, se ha comprobado que las mismas consideran de reciente gasificación en el año 2019 un total de 14

³⁶ Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

³⁷ 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 eléctricos 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)**.

municipios, con 1.280 nuevos puntos de suministro (en adelante PS) a 31 de diciembre de 2019.

En la siguiente tabla se resumen, por grupo empresarial, los municipios propuestos por las distribuidoras, así como los PS declarados:

Tabla 1. Resumen municipios propuestos por las empresas distribuidoras

EMPRESA DISTRIBUIDORA	Nº de municipios declarados de reciente gasificación en 2019	Nº de PS declarados a 31 de diciembre de 2019
DOMUS MIL NATURAL, S.A.	1	-
Grupo NEDGIA	1	18
Grupo REDEXIS	12	1.262
TOTAL	14	1.280

Fuente: Información aportada por las empresas

A continuación, se relacionan los municipios propuestos por las empresas distribuidoras, así como el número de PS declarados en la información remitida a solicitud de esta Comisión:

Tabla 2. Detalle municipios propuestos por las empresas distribuidoras

MUNICIPIOS DECLARADOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE - AÑO 2019					
AÑO DE PUESTA EN MARCHA	DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Nº PS declarados 2019
2019	Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	-
2019	NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Briones	26034	18
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	155
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	-
2019	Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	17
2019	Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	479
2019	Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	411
2019	Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	108
2019	Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	35
2019	Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	29
2019	Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanconuño	40179	1
2019	Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	4
2019	Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	11
2019	Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	12
TOTAL PS DECLARADOS					1.280

Fuente: Información aportada por las empresas

4. Criterios para establecer los municipios de gasificación reciente en 2019

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, y de otro lado, el número de puntos de suministro (PS) existente en dichos municipios a 31 de diciembre de 2019.

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 PS con consumo realizado anterior al 1 de enero de 2019.

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

4.1. Municipios considerados

El anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, 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 datos³⁸.

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

Según establece el anexo X³⁹ de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, 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 distribución⁴⁰ en el municipio:
 - de planta satélite de GNL que alimenta a la red de distribución del municipio
 - de una parte, o de toda la red de distribución del municipio
 - de la antena de conexión a la red de distribución del municipio o de un núcleo urbano.
- En aquellos municipios para los que se han autorizado puestas en marcha de las distintas instalaciones de distribución, se considera como la fecha de inicio de la gasificación la fecha más temprana de todas ellas.

No obstante, no se 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 2019, o que hayan tenido retribución específica donde se haya puesto de manifiesto autorizaciones de puestas en servicio del municipio anteriores al año 2019.

³⁸ <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t20/e245/codmun&file=inebase>

³⁹ 2. Se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido 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 por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora.

Esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014.

⁴⁰ 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.

4.3. Criterios para establecer el número de puntos de suministro (PS) para cada municipio a 31 de diciembre de 2019

Como mejor dato disponible, esta Comisión ha utilizado la información declarada por las empresas distribuidoras sobre número de PS en el fichero LMUN de la liquidación definitiva 2019⁴¹ 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 octubre⁴².

5. Municipios de gasificación reciente del año 2019

Analizada la información remitida por las distribuidoras, las disposiciones aplicables, y los criterios establecidos en el apartado 4 de este anexo, se consideran de reciente gasificación en el año 2019 un total de 13 municipios, con 1.299 PS validados a 31 de diciembre de 2019.

A continuación, se resumen, por grupo empresarial, los municipios considerados de gasificación reciente en el año 2019:

Tabla 3. Municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019			
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Solicitados	Validados	Excluidos
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-	-	-
Domus Mil Natural, S.A.	1	1	-
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-	-	-
Grupo NEDGIA	1	-	1
Grupo NORTEGAS	-	-	-
Grupo REDEXIS	12	12	-
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	-	-	-
TOTAL MUNICIPIOS	14	13	1

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:

⁴¹ Período de liquidación: de 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (incluye facturación de enero y febrero de 2020).

⁴² 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.

Tabla 4. Principales hitos administrativos de los municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DECLARADOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE - AÑO 2019				FECHA RESOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES HITOS ADMINISTRATIVOS			FECHA INICIO GASIFICACIÓN
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (RAA)	AUTORIZACIÓN PROYECTO EJECUCIÓN (APE)	AUTORIZACIÓN DE PUESTA EN MARCHA (APM)	
Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	6-jul.-17	6-jul.-17	16-oct.-19	16-oct.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-dic.-18	19-dic.-18	19-jun.-19 ⁽¹⁾	19-jun.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	23-jun.-17	23-jun.-17	19-mar.-19	19-mar.-19
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	16-jul.-19 ⁽²⁾	16-jul.-19 ⁽²⁾	27-sep.-19 ⁽³⁾	27-sep.-19
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	13-nov.-15	13-nov.-15	25-ene.-19 ⁽⁴⁾	25-ene.-19
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	23-sep.-16	20-feb.-18	04-oct.-19 ⁽⁵⁾	04-oct.-19
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	05-jun.-18 ⁽⁶⁾	05-jun.-18 ⁽⁶⁾	18-mar.-19 ⁽⁷⁾	18-mar.-19
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	07-abr.-16 ⁽⁸⁾	07-abr.-16 ⁽⁸⁾	19-dic.-19 ⁽⁹⁾	19-dic.-19
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	09-abr.-18	09-abr.-18	15-ene.-19 ⁽¹⁰⁾	15-ene.-19
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanchoño	40179	27-sep.-18	27-sep.-18	19-mar.-19	19-mar.-19
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	07-feb.-19 ⁽¹¹⁾	07-feb.-19 ⁽¹¹⁾	27-may.-19	27-may.-19
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-mar.-18 ⁽¹²⁾	13-mar.-18 ⁽¹²⁾	13-nov.-19 ⁽¹³⁾	13-nov.-19
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	22-nov.-16 ⁽¹⁴⁾	22-nov.-16 ⁽¹⁴⁾	02-dic.-19 ⁽¹⁵⁾	02-dic.-19

Fuente: Información aportada por las empresas

- ⁽¹⁾ Se trata de una APM parcial, mediante la que se autoriza la puesta en marcha de las instalaciones, relativas al proyecto denominado "Adenda I al proyecto de planta satélite de almacenamiento y regasificación de GNL y ramal de alimentación de gas natural MOP 0,4 bar", en el t.m. de Archena.
- ⁽²⁾ Se han remitido dos Resoluciones. Por una parte, la AAD y de APE, con declaración de utilidad pública, emitida con fecha 30 de mayo de 2018, y, por otro lado, una Resolución, complementaria a la anterior, de fecha 16 de julio de 2019, ambas relativas al proyecto de REDEXIS GAS MURCIA, para la construcción de la red de distribución para el suministro de gas natural a Villanueva del Río Segura.
- ⁽³⁾ APM parcial, emitida con fecha 27-sep.-19, mediante la que autoriza la puesta en marcha de las instalaciones, relativas al proyecto de instalaciones de la red de distribución de gas natural en el t.m. de los Alcázares.
- ⁽⁴⁾ APM parcial, de fecha 25 de enero de 2019, para autorizar la construcción de las instalaciones, relativas al suministro de gas natural canalizado, en el t.m. de Garrucha (Almería).
- ⁽⁵⁾ Se han remitido seis Resoluciones parciales de APM, para la puesta en gas en el municipio de Piedrahíta (Ávila). Cuatro de ellas son de fecha 04-oct-19, una de las cuales autoriza la puesta en marcha de los tramos, relativos a la penetración de la antena de conexión, una segunda que autoriza la antena, una tercera, que autoriza la puesta en servicio del depósito de GNL y, la cuarta, que pone en marcha tramos de la red de distribución. La quinta y la sexta APM, de fechas 14-oct-19 y 19-dic-19, respectivamente, autorizan la puesta en servicio de diferentes tramos de la red.
- ⁽⁶⁾ Según la información analizada, existen dos Resoluciones de AAD y APE, la primera de fecha 05-may.-16, por la que se otorga a la distribuidora ejecución de las instalaciones del canalizado de gas natural, y, una segunda, de fecha 05-jun.-18, por la que se otorga una nueva AAD+APE, toda vez que REDEXIS GAS, S.A., solicitó la modificación del proyecto de autorización de la para la construcción de la planta satélite, para la distribución de gas natural en el t.m. de Moraleja (Cáceres).
- ⁽⁷⁾ Se trata de una APM parcial, mediante la que se otorga a REDEXIS GAS, S.A., la ejecución de las instalaciones para la planta satélite, la conexión de la planta de GNL a la red de distribución, así como la puesta en servicio de la FASE I, de las cinco que tiene la red de distribución, en el t.m. de Moraleja (Cáceres)
- ⁽⁸⁾ Vista la información remitida, existen dos Resoluciones de AAD y APE. La primera, de fecha 07-abr-2016, autoriza la construcción de la red de distribución de gas natural en Vejer de la Frontera. La segunda, viene a autorizar a REDEXIS GAS la construcción de la planta satélite de GNL. Adicionalmente, mencionar que hubo tres solicitudes de prórroga: una, de fecha 23-jun-19, para la construcción de la red de distribución, y las otras dos, de fechas 17-jun-2017 y 16-nov-18, respectivamente, en lo relativo a la construcción de la planta de GNL.
- ⁽⁹⁾ Se han remitido dos APM parciales, ambas de fecha 19-dic-19, mediante las que se autoriza la puesta en marcha de las instalaciones de la planta satélite de GNL y la ejecución de la FASE I de la red de distribución de gas natural en el t.m. de Vejer de la Frontera (Cádiz).
- ⁽¹⁰⁾ Se han remitido dos APM parciales, ambas de fecha 15-ene-19, mediante las que se autoriza la puesta en marcha de las canalizaciones, relativas a la red de distribución de gas natural en el t.m. de Castellar (Jaén)
- ⁽¹¹⁾ Vista la información remitida, con fecha 01-jun-07, se concedió la autorización previa para la construcción de la red de distribución de gas natural en el t.m. de San Martín y Mudrián. Posteriormente, mediante Resolución de fecha 19-dic-07, se autorizó la construcción de las instalaciones referidas. Con fecha 28-ene-15, la Resolución de la DGPEM de la Junta de Castilla, autorizó la transmisión de las instalaciones, propiedad de DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS, S.A., a REDEXIS GAS, S.A. Con fecha 12-feb-2018, REDEXIS GAS solicita autorización y aprobación del proyecto de ejecución, referido al reformado del proyecto inicial. De lo dicho, con fecha 07-feb-19, se autoriza la construcción y ejecución de las instalaciones, relativas a la red del distribución de gas natural en el t.m. de San Martín y Mudrián (Segovia).
- ⁽¹²⁾ Según la información disponible, mediante Resolución de fecha 27-ene-2006, se concedió la autorización administrativa a REDEXIS GAS, S.A., para la construcción de la red de distribución de gas natural en Lebrija (Sevilla). El 22-jul-16, se aprobó el proyecto de ejecución de las instalaciones autorizadas. Posteriormente, la Delegación del Gobierno en Sevilla ha aprobado los reformados de dicho proyecto. El primero, con fecha 13-mar-18, relativo a la planta de GNL, y, el segundo, de fecha 25-abr-18, relativo a la red de distribución.
- ⁽¹³⁾ Se han remitido tres APM parciales. La primera, de fecha 13-nov-19, autoriza la puesta en marcha de la planta de GNL. Las Actas parciales de fechas 18-nov-19 y 25-nov-19, respectivamente, vienen a autorizar la puesta en marcha de la red de distribución de gas natural en el t.m. de Lebrija (Sevilla).
- ⁽¹⁴⁾ Se han remitido dos Resoluciones de AAD y APE. La primera, de fecha 22-nov-16, autoriza a REDEXIS GAS la ejecución de las instalaciones para la antena de suministro. La segunda Resolución, de fecha 25-abr-18, autoriza la ejecución de la construcción de la planta de GNL, para suministro de gas natural en el t.m. de La Puebla de Montalbán (Toledo).
- ⁽¹⁵⁾ Se han remitido dos APM, ambas con fecha 02-dic-19, que autorizan la puesta en marcha de la planta de GNL, así como las instalaciones, relativas a la antena de conexión, para suministro de gas natural canalizado en el t.m. de Puebla de Montalbán (Toledo)

5.1. Municipios no considerados de gasificación reciente del año 2019

Analizada la información remitida por las distribuidoras, y vistos los criterios indicados en el apartado c) de este anexo, relativos a establecer los municipios de gasificación reciente, el municipio de Briones, en la provincia de La Rioja, declarado por la distribuidora NEDGIA LA RIOJA, S.A., no alcanza a tener la consideración de reciente gasificación en 2019:

Al respecto, cabe señalar que, teniendo en consideración la documentación, remitida por NEDGIA LA RIOJA, S.A., sobre la gasificación del municipio de Briones, se observa que, con fecha 29 de junio de 2018, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja concedió la puesta en marcha de la planta satélite y ERM en el t.m. de Briones⁴³.

⁴³ Posteriormente, el Gobierno de La Rioja, mediante la Resolución de 10 de julio de 2018, resuelve conceder a NEDGIA LA RIOJA, S.A., una prórroga para la ejecución de las instalaciones de red de distribución de gas natural y acometidas en el municipio de Briones, hasta el día 5 de enero de 2019, ya que, según la misma "Considerando que la causa alegada, y que las

Cabe señalar que, según lo establecido en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, relativo a la determinación de la fecha de inicio de la gasificación de un municipio, se consideran, entre otras, las fechas relativas a las autorizaciones de puesta en servicio de las distintas instalaciones de distribución en el municipio, entre las que se encuentran las relativas a la planta satélite de GNL, como es el caso.

De lo dicho, se concluye que, toda vez que la autorización de puesta en marcha de la planta de GNL, en el municipio de Briones, se concedió durante el año 2018, independientemente del hecho de que al cierre del referido año 2018 no tuviera PS activos, el mismo no alcanza a tener la consideración de municipio de reciente gasificación en 2019, en los términos solicitados por la distribuidora, por lo que, a efectos retributivos, passa a tener la consideración de municipio con puesta en gas en 2018:

Tabla 5. Municipios no considerados de gasificación reciente del año 2019

MUNICIPIO NO DECLARADO DE GASIFICACIÓN RECIENTE 2019, EXCLUIDO POR CONSIDERARSE DE RECIENTE GASIFICACIÓN DURANTE 2018							FECHA INICIO GASIFICACIÓN
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	FECHA RESOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES HITOS ADMINISTRATIVOS			
				AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (RAA)	AUTORIZACIÓN PROYECTO EJECUCIÓN (APE)	AUTORIZACIÓN DE PUESTA EN MARCHA (APM)	
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Briones	26034	05-abr.-16	05-abr.-16	29-jun.-18 ⁽¹⁾	29-jun.-18

Fuente: Información aportada por la empresa

⁽¹⁾ Con fecha 29 de junio de 2018, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja concede la puesta en marcha de la planta satélite y ERM en el t.m. de Briones, para la distribución de combustibles gaseosos por canalización. Descripción: Planta satélite de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado con depósito GNL LAPESA de 19.900 litros nº LP150904, depósito THT SCHMIDT nº 53532, 2 vaporizadores GNL/aire LOAR B7K nº 11 y 12, recalentador eléctrico SIMA de 3,5 kW nº Re350001, ERM e instalaciones y elementos auxiliares, con una regasificación final instalada de 192 m3(n)/h.

5.2. Puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente en el 2019

Según los criterios indicados en el apartado 4.3 de este anexo, junto con la información declarada por las empresas distribuidoras, y las comprobaciones realizadas por esta Comisión, a continuación, se resumen por grupo empresarial los puntos de suministro en los municipios considerados de gasificación reciente en el año 2019.

Tabla 6. Puntos Suministro a 31 de diciembre de 2019 en municipios considerados de gasificación reciente en 2019

PUNTOS DE SUMINISTRO EN MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019			
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Solicitados	Validados	Excluidos
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	-	-	-
Domus Mil Natural, S.A.	-	5	-
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-	-	-
Grupo NEDGIA	18	-	18
Grupo NORTEGAS	-	-	-
Grupo REDEXIS	1.262	1.294	-
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	-	-	-
TOTAL PUNTOS DE SUMINISTRO (PS)	1.280	1.299	18

Fuente: Elaboración propia

instalaciones están en proceso de ejecución, con la ya obtención de la autorización de puesta en servicio de la planta satélite de gas natural licuado, en los términos de la ley en la ITC-ICG-01 del Reglamento técnico, se estima fundamento suficiente para la concesión de la prórroga solicitada”.

En la siguiente tabla se resume 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 31 de diciembre de 2019.

Tabla 7. Puntos Suministro a 31 de diciembre de 2019 por tipo de peaje en municipios considerados de gasificación reciente en 2019

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019									
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
Domus Mii Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	16-oct.-19	5	-	-	-	5
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-jun.-19	155	-	-	-	155
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	19-mar.-19	-	-	-	-	-
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	27-sep.-19	17	-	-	-	17
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	25-ene.-19	478	1	-	-	479
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahita	05186	04-oct.-19	421	-	-	-	421
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	18-mar.-19	123	-	-	-	123
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	19-dic.-19	35	-	-	-	35
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	15-ene.-19	29	-	-	-	29
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanconuño	40179	19-mar.-19	-	-	-	1	1
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	27-may.-19	-	-	-	4	4
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-nov.-19	11	-	-	-	11
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	02-dic.-19	19	-	-	-	19
TOTAL PS MUNICIPIOS RECIENTE GASIFICACIÓN 2019					1.293	1	-	5	1.299

Fuente: PS extraídos del fichero LMUN de SIFCO

6. Puntos de suministro (PS) a 31 de diciembre en los municipios con puesta en gas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

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, esta Comisión ha procedido a actualizar el número de PS de aquellos municipios considerados de reciente gasificación durante los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018, y sobre los cuales esta Comisión informó con fecha 18 de diciembre de 2019.

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 provisional 14/2019 del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO) de la CNMC.

En la siguiente tabla se resume, por grupo empresarial, la evolución del número de puntos de suministro a 31 de diciembre en el periodo 2014-19 en los municipios considerados de gasificación reciente en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018:

Tabla 8. Evolución en el periodo 2014-2019 del nº de Puntos Suministro a 31 diciembre en municipios considerados de gasificación reciente en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

GRUPO/EMPRESA DISTRIBUIDORA	Nº de PS a 31 de diciembre del año					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Grupo NEDGIA	4.532	14.465	28.400	51.384	70.454	78.658
Grupo NORTEGAS	-	240	244	314	1.516	1.572
Grupo REDEXIS	349	2.884	5.630	10.713	18.244	23.760
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	546	1.378	2.647	3.645	3.874	4.047
Domus Mii Natural, S.A.	-	-	-	-	90	270
TOTAL PS CONSIDERADOS	5.427	18.967	36.921	66.056	94.178	108.307

Fuente: Elaboración propia

Los datos anteriores incluyen los 19 PS de 2019 de Briones, solicitado por NEDGIA Rioja, que tal y como se ha indicado anteriormente no alcanza a tener la consideración de municipio de reciente gasificación en 2019 sino en 2018.

A continuación, se desglosan por empresa distribuidora y/o grupo empresarial los puntos de suministro y tipo de peaje contratado los puntos de suministro a 31 de diciembre de 2018 y de 2019 en los municipios de reciente gasificación con puesta en gas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.

Tabla 9. Nº de Puntos Suministro a 31 diciembre de 2017, 2018 y 2019 por peaje en municipios considerados de gasificación reciente en 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE DURANTE LOS AÑOS 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018															
DISTRIBUIDORA	Nº PS año 2017 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº PS año 2018 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº PS año 2019 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	1.047	19	-	1	1.067	1.215	21	-	1	1.237	1.272	20	-	1	1.293
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	4.527	9	-	-	4.536	5.084	15	-	-	6.422	7.730	23	-	-	7.753
NEDGIA Castilla y León, S.A.	7.072	13	-	-	7.085	7.977	27	-	-	8.004	9.943	36	-	-	9.979
NEDGIA Catalunya, S.A.	9.421	69	-	1	9.491	16.863	123	1	1	16.988	19.084	206	1	1	19.292
NEDGIA Cegas, S.A.	8.939	127	-	1	9.067	10.815	156	1	1	10.973	11.719	176	-	1	11.896
NEDGIA Galicia, S.A.	15.096	31	-	-	15.127	19.941	66	-	-	20.007	21.227	101	1	-	21.329
NEDGIA Madrid, S.A.	2.899	7	-	-	2.906	3.405	7	-	-	3.412	3.605	10	-	-	3.615
NEDGIA Navarra, S.A.	559	8	-	-	567	1.135	9	-	-	1.144	1.183	9	-	-	1.192
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.527	11	-	-	1.538	2.259	8	-	-	2.267	2.294	15	-	-	2.309
TOTAL Grupo NEDGIA	51.087	294	-	3	51.384	68.694	432	2	3	70.454	78.057	596	2	3	78.658
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	3.624	21	-	-	3.645	3.855	19	-	-	3.874	4.029	18	-	-	4.047
TOTAL Madriñena Red de Gas, S.A.U.	3.624	21	-	-	3.645	3.855	19	-	-	3.874	4.029	18	-	-	4.047
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	243	3	-	-	246	1.346	7	-	-	1.353	1.375	11	-	-	1.386
NED España Distribución Gas, S.A.U.	67	1	-	-	68	156	6	1	-	163	177	9	-	-	186
TOTAL Grupo NORTEGAS	310	4	-	-	314	1.502	13	1	-	1.516	1.552	20	-	-	1.572
Redexis Gas, S.A.	10.047	134	-	9	10.190	17.036	222	-	12	17.270	21.939	346	-	16	22.301
Redexis Gas Murcia, S.A.	519	4	-	-	523	965	9	-	-	974	1.448	11	-	-	1.459
TOTAL Grupo REDEXIS	10.566	138	-	9	10.713	18.001	231	-	12	18.244	23.387	357	-	16	23.760
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL PS	65.587	457	-	12	66.056	92.142	695	3	15	94.178	107.292	994	2	19	108.307

Fuente: Elaboración propia

7. Sobre los municipios considerados de reciente gasificación en 2014

La retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios de gasificación reciente ($F_{c<4bar}^{mgr}$) del Anexo X, tal y como indica el párrafo segundo del apartado 2 del Anexo X es “una retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora” para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente.

El citado apartado 2 del Anexo X indica que “se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución” y que “esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014”

Por tanto, el sistema reconoce una retribución adicional durante 5 años por cada cliente captado en redes de distribución de municipios que se pongan en servicio desde el 1 de enero de 2014, como una medida de promoción a la expansión de la red por parte de los distribuidores gasistas.

En consecuencia, al determinar la retribución de 2019, aquellos municipios cuya acta de puesta en servicio fue emitida durante 2014 dejan de ser considerados municipios de reciente gasificación, toda vez que han disfrutado de dicha condición hasta el 31 de diciembre de 2018 y han percibido durante los cinco años anteriores (2014, 2015, 2016, 2017 y 2018) la retribución incentivadora prevista (70 €/cliente) en el modelo retributivo de distribución. Por ende, a partir del 1 de enero de 2019, la retribución que han de percibir por la variación del número de consumidores conectados a redes con presión de diseño P≤4 bar es la prevista para municipios gasificados (50 €/cliente).

A continuación, se relacionan los 47 municipios con puesta en servicio durante el año 2014 que, según lo indicado, no van a seguir percibiendo la retribución incentivadora:

Tabla 10. Municipios considerados de gasificación reciente en 2014

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE, CON APM DEL AÑO 2014 ⁽¹⁾ , QUE HAN CUMPLIDO EL PERIODO REGLAMENTARIO (5 AÑOS) PARA EL COBRO DE INCENTIVO POR LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN										
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS a 31 de diciembre de los años 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019					
					Total PS 2014	Total PS 2015	Total PS 2016	Total PS 2017	Total PS 2018	Total PS 2019
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	Madrid	El Molar	28086	13-jun.-14	445	654	664	816	837	853
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	Madrid	Pedrezuela	28108	8-sep.-14	101	158	218	293	335	356
Redexis Gas, S.A.	Albacete	Hellín	02037	10-sep.-14	205	605	879	1.278	1.365	1.406
Redexis Gas, S.A.	Alicante/Alacant	Jávea/Xàbia	03082	15-dic.-14	-	294	521	674	933	1.099
Redexis Gas, S.A.	Almería	Huércal-Overa	04053	13-nov.-14	65	330	585	791	734	713
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Sanchidrián	05204	28-oct.-14	1	1	-	6	6	7
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Cazorla	23028	14-nov.-14	-	306	501	702	784	871
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Nava de la Asunción	40138	26-nov.-14	-	35	39	41	50	54
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Valverde del Majano	40216	8-jul.-14	2	3	4	4	17	27
Redexis Gas, S.A.	Teruel	Hijar	44122	5-may.-14	60	76	73	80	100	108
Redexis Gas, S.A.	Zaragoza	Belchite	50045	21-ago.-14	1	19	25	30	30	30
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Águilas	30003	15-jul.-14	15	182	239	280	264	343
NEDGIA Andalucía, S.A.	Sevilla	Estepa	41041	22-jul.-14	9	45	48	47	62	70
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Cuenca	San Clemente	16190	28-abr.-14	224	435	644	666	709	767
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Guadalajara	Brihuega	19053	25-jun.-14	173	284	385	408	412	420
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	Guadalajara	Yunquera de Henares	19331	7-abr.-14	161	268	287	311	400	415
NEDGIA Castilla y León, S.A.	Salamanca	Arapiles	37032	19-may.-14	60	82	83	87	86	87
NEDGIA Cegas, S.A.	Alicante/Alacant	Benidorm	03031	6-jun.-14	387	1.729	2.647	5.189	5.688	5.703
NEDGIA Cegas, S.A.	Alicante/Alacant	San Miguel de Salinas	03120	6-may.-14	94	247	296	321	386	424
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Bellreguard	46048	2-jun.-14	74	199	169	164	159	153
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Benissoda	46068	14-may.-14	39	47	47	46	44	41
NEDGIA Cegas, S.A.	Valencia/València	Xeraco	46143	14-may.-14	50	152	180	176	160	153
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Bagà	08016	5-feb.-14	170	305	370	358	362	365
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Begues	08020	18-sep.-14	375	592	697	819	898	936
NEDGIA Catalunya, S.A.	Barcelona	Ullastrell	08290	22-sep.-14	30	216	317	321	321	338
NEDGIA Catalunya, S.A.	Gerona/Girona	Castelló d'Empúries	17047	11-dic.-14	11	243	375	424	1.096	1.160
NEDGIA Catalunya, S.A.	Gerona/Girona	Jonquera, La	17086	25-nov.-14	509	562	650	648	648	649
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Albatarrec	25007	10-dic.-14	344	447	470	457	468	461
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Castellnou de Seana	25068	1-ago.-14	50	98	96	94	88	86
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Corbins	25078	16-sep.-14	80	150	161	164	184	174
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Espluga Calba, L'	25081	18-feb.-14	22	45	41	45	42	42
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Rialp	25183	5-dic.-14	88	178	197	200	198	204
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Tarrés	25218	16-sep.-14	25	29	29	29	29	30
NEDGIA Catalunya, S.A.	Lérida/Leida	Torrelameu	25231	16-sep.-14	10	52	53	57	54	58
NEDGIA Catalunya, S.A.	Tarragona	La Sénia	43044	8-abr.-14	77	213	316	324	318	320
NEDGIA Catalunya, S.A.	Tarragona	L'Ampolla	43906	26-sep.-14	49	240	236	258	268	275
NEDGIA Galicia, S.A.	La Coruña/A Coruña	Santa Comba	15077	14-nov.-14	118	330	328	342	339	372
NEDGIA Galicia, S.A.	Ourense/Ourense	Xinzo de Limia	32032	4-dic.-14	5	453	1.644	1.740	1.802	1.850
NEDGIA Galicia, S.A.	Pontevedra	Lalin	36024	13-nov.-14	386	1.692	3.854	3.970	4.032	4.121
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	Campo Real	28033	16-sep.-14	249	413	937	996	1.025	1.051
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	Morata de Tajuña	28091	22-oct.-14	95	379	460	522	588	628
NEDGIA Madrid, S.A.	Madrid	S. Martin de Valdeiglesias	28133	3-jul.-14	330	596	657	727	812	839
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Cirueña	26050	Año 2014 ⁽¹⁾	24	128	150	166	424	434
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Medrano	26096	Año 2014 ⁽¹⁾	42	97	103	105	106	106
NEDGIA La Rioja, S.A.	La Rioja	Zorraquin	26183	Año 2014 ⁽¹⁾	12	234	197	202	202	207
NEDGIA Navarra, S.A.	Navarra/Nafarroa	Lekunberri	31908	17-oct.-14	131	351	359	362	629	647
NEDGIA Navarra, S.A.	Navarra/Nafarroa	Obanos	31183	Año 2014 ⁽²⁾	29	32	32	32	344	350
Total PS años 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019					5.427	14.226	21.263	25.772	28.838	29.803

Fuente: Elaboración propia

⁽¹⁾El Anexo X, de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que "se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución".

⁽²⁾ Con fecha 8 de abril de 2015, la Dirección General de Industria, Innovación, Industria y Comercio del Gobierno de la Rioja emite acta definitiva, que otorga la autorización administrativa y construcción de las instalaciones, relativas a redes de distribución de gas natural ejecutadas en el año 2014 en la Rioja, según lo establecido en la Prescripción Reglamentaria del Gobierno de la Rioja, de fecha 26 de febrero de 2008.

⁽³⁾ Con fecha 17 de junio de 2015, la Dirección General de Industria, Energía e Innovación del Gobierno de Navarra emite acta definitiva, que otorga autorización administrativa y construcción de instalaciones, relativas a redes de distribución de gas natural ejecutadas en el año 2014 en Navarra, según lo establecido en la Circular del Gobierno de Navarra, de fecha de fecha 10 de diciembre de 2014.

8. Municipios y puntos de suministro considerados a efectos retributivos

De acuerdo con los apartados precedentes, y según lo establecido en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, los puntos de suministro correspondiente municipios de reciente gasificación que se han de considerar para determinar la retribución definitiva de 2019 en la resolución de esta Comisión serán los existentes a 31 de diciembre en los municipios con puesta en gas en los años 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

Se resumen a continuación los municipios y puntos de suministro que se han considerado:

a) Municipios de gasificación reciente en el año 2019:

MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE AÑO 2019									
DISTRIBUIDORA	PROVINCIA	MUNICIPIO	CODIGO INE	Fecha inicio gasificación	Nº PS Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
					3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
Domus Mil Natural, S.A.	Cuenca	Campillo de Altobuey	160421	16-oct.-19	5	-	-	-	5
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Archena	30009	19-jun.-19	155	-	-	-	155
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Los Alcázares	30902	19-mar.-19	-	-	-	-	-
Redexis Gas Murcia, S.A.	Murcia	Villanueva del Río Segura	30042	27-sep.-19	17	-	-	-	17
Redexis Gas, S.A.	Almería	Garrucha	04049	25-ene.-19	478	1	-	-	479
Redexis Gas, S.A.	Ávila	Piedrahíta	05186	04-oct.-19	421	-	-	-	421
Redexis Gas, S.A.	Cáceres	Moraleja	10128	18-mar.-19	123	-	-	-	123
Redexis Gas, S.A.	Cádiz	Vejer de la Frontera	11039	19-dic.-19	35	-	-	-	35
Redexis Gas, S.A.	Jaén	Castellar	23025	15-ene.-19	29	-	-	-	29
Redexis Gas, S.A.	Segovia	Sanconuño	40179	19-mar.-19	-	-	-	1	1
Redexis Gas, S.A.	Segovia	San Martín y Mudrián	40182	27-may.-19	-	-	-	4	4
Redexis Gas, S.A.	Sevilla	Lebrija	41053	13-nov.-19	11	-	-	-	11
Redexis Gas, S.A.	Toledo	La Puebla de Montalbán	45136	02-dic.-19	19	-	-	-	19
TOTAL PS MUNICIPIOS RECIENTE GASIFICACIÓN 2019					1.293	1	-	5	1.299

Fuente: PS extraídos del fichero LMUN de SIFCO

b) Puntos de suministros a 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019 en los municipios de reciente gasificación en los años 2015, 2016, 2017 y 2018⁴⁴:

DISTRIBUIDORA	MUNICIPIOS DE GASIFICACIÓN RECIENTE DURANTE LOS AÑOS 2015, 2016, 2017 y 2018														
	Nº PS año 2017 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº PS año 2018 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº PS año 2019 Según el tipo de peaje				Total Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
	3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes		3.1-3.2	3.3-3.4	3.5	Resto de peajes	
NEDGIA Andalucía, S.A.	1.005	15	-	-	1.020	1.159	16	-	-	1.175	1.210	13	-	-	1.223
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	3.145	6	-	-	3.151	4.890	11	-	-	4.901	6.132	19	-	-	6.151
NEDGIA Castilla y León, S.A.	6.985	13	-	-	6.998	7.891	27	-	-	7.918	9.856	36	-	-	9.892
NEDGIA Catalunya, S.A.	5.275	17	-	1	5.293	11.943	69	1	1	12.014	14.037	155	1	1	14.194
NEDGIA Cegas, S.A.	3.156	14	-	1	3.171	4.510	24	1	1	4.536	5.386	35	-	1	5.422
NEDGIA Galicia, S.A.	9.056	19	-	-	9.075	13.785	49	-	-	13.834	14.906	79	1	-	14.986
NEDGIA Madrid, S.A.	661	-	-	-	661	985	2	-	-	987	1.095	2	-	-	1.097
NEDGIA Navarra, S.A.	171	2	-	-	173	168	3	-	-	171	194	1	-	-	195
NEDGIA La Rioja, S.A.	1.061	4	-	-	1.065	1.529	6	-	-	1.535	1.551	11	-	-	1.562
TOTAL Grupo NEDGIA	30.515	90	-	2	30.607	46.860	207	2	2	47.071	54.367	351	2	2	54.722
Madriñena Red de Gas, S.A.U.	2.522	14	-	-	2.536	2.690	12	-	-	2.702	2.827	11	-	-	2.838
TOTAL Madriñena Red de Gas, S.A.U.	2.522	14	-	-	2.536	2.690	12	-	-	2.702	2.827	11	-	-	2.838
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	243	3	-	-	246	1.346	7	-	-	1.353	1.375	11	-	-	1.386
NED España Distribución Gas, S.A.U.	67	1	-	-	68	156	6	1	-	163	177	9	-	-	186
TOTAL Grupo NORTEGAS	310	4	-	-	314	1.502	13	1	-	1.516	1.552	20	-	-	1.572
Redexis Gas, S.A.	6.450	130	-	4	6.584	13.038	207	-	6	13.251	17.649	328	-	9	17.986
Redexis Gas Murcia, S.A.	242	1	-	-	243	704	6	-	-	710	1.108	8	-	-	1.116
TOTAL Grupo REDEXIS	6.692	131	-	4	6.827	13.742	213	-	6	13.961	18.757	336	-	9	19.102
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	-	-	90	-	-	-	90	267	3	-	-	270
TOTAL PS	40.039	239	-	6	40.284	64.884	445	3	8	65.340	77.770	721	2	11	78.504

⁴⁴ Se incluye el municipio de Briones (La Rioja), remitido para su inclusión en el año 2019, pero que tiene fecha de puesta en marcha durante el año 2018, y se excluyen los municipios con puesta en marcha durante 2014

- c) Evolución de los puntos de suministros a 31 de diciembre de cada año del periodo 2015-2019 en los municipios de reciente gasificación con puesta en gas en los años 2015, 2016, 2017 y 2018:

DISTRIBUIDORA	Nº de PS a 31 de diciembre de 2015	Nº de PS a 31 de diciembre de 2016	Nº de PS a 31 de diciembre de 2017	Nº de PS a 31 de diciembre de 2018	Nº de PS a 31 de diciembre de 2019
NEDGIA Andalucía, S.A.	662	983	1.020	1.175	1.223
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	757	1.037	3.151	4.901	6.151
NEDGIA Castilla y León, S.A.	42	2.340	6.998	7.918	9.892
NEDGIA Catalunya, S.A.	2.017	1.306	5.293	12.014	14.194
NEDGIA Cegas, S.A.	2.642	1.542	3.171	4.536	5.422
NEDGIA Galicia, S.A.	2.188	3.147	9.075	13.834	14.986
NEDGIA Madrid, S.A.	899	201	661	987	1.097
NEDGIA Navarra, S.A.	314	197	173	171	195
NEDGIA La Rioja, S.A.	412	132	1.065	1.535	1.562
TOTAL Grupo NEDGIA	9.933	10.885	30.607	47.071	54.722
Madrileña Red de Gas, S.A.U.	832	1.765	2.536	2.702	2.838
TOTAL Madrileña Red de Gas, S.A.U.	832	1.765	2.536	2.702	2.838
NORTEGAS Energía Distribución, S.A.U.	240	244	246	1.353	1.386
NED España Distribución Gas, S.A.U.	-	-	68	163	186
TOTAL Grupo NORTEGAS	240	244	314	1.516	1.572
Redexis Gas, S.A.	2.368	2.617	6.584	13.251	17.986
Redexis Gas Murcia, S.A.	167	147	243	710	1.116
TOTAL Grupo REDEXIS	2.535	2.764	6.827	13.961	19.102
Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	90	270
TOTAL Domus Mil Natural, S.A.	-	-	-	90	270
TOTAL PS	13.540	15.658	40.284	65.340	78.504

Fuente: Elaboración propia

ANEXO IV. ALEGACIONES RECIBIDAS POR ESCRITO EN EL PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA