

**MEMORIA PÚBLICA DE LAS  
PROPUESTAS DE  
RESOLUCIONES SOBRE LA  
RETRIBUCIÓN APLICABLE A  
LA ACTIVIDAD DE  
DISTRIBUCIÓN DE GAS  
NATURAL DEBIDO A LAS  
ESPECIFICIDADES DE LOS  
TERRITORIOS INSULARES**

RAP/DE/015/20

17 marzo de 2023

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## CONTENIDO

<b>I. OBJETO .....</b>	<b>2</b>
<b>II. FUNDAMENTOS DE DERECHO .....</b>	<b>2</b>
<b>III. ANTECEDENTES.....</b>	<b>8</b>
<b>1. Sobre la situación actual de la actividad de distribución.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Sobre el modelo retributivo de la actividad de distribución.....</b>	<b>10</b>
2.1. Metodología retributiva entre 2002-2020 .....	11
2.2. Metodología retributiva actual .....	19
<b>3. Sobre el informe enviado por Redexis S.A.....</b>	<b>21</b>
<b>IV. ANÁLISIS REALIZADOS .....</b>	<b>23</b>
<b>1. Análisis de la Configuración de la red .....</b>	<b>23</b>
1.1. Evolución de la red. 2002 vs 2019 .....	27
1.2. Ratios de evolución de la red. Años 2002 vs 2019.....	31
<b>2. Análisis de los Costes declarados .....</b>	<b>34</b>
2.1. Identificación de los costes de la red .....	35
2.2. Ratios según los costes declarados.....	37
<b>3. Análisis de la Retribución percibida .....</b>	<b>41</b>
3.1. Identificación de los importes de la retribución percibida .....	41
3.2. Análisis alternativo: Retribución resultante tras ajuste retributivo.....	44
<b>4. Análisis de los Estados Financieros.....</b>	<b>47</b>
4.1. Perspectiva de la empresa.....	48
4.2. Perspectiva de la actividad de distribución .....	51
<b>V. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS .....</b>	<b>54</b>

# MEMORIA PÚBLICA DE LAS PROPUESTA DE RESOLUCIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DEBIDO A LAS ESPECIFICIDADES DE LOS TERRITORIOS INSULARES

RAP/DE/015/20

## I. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar las resoluciones de esta Comisión conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural, una vez realizado el análisis de costes de las empresas distribuidoras en territorios insulares con el fin de determinar el porcentaje en el que, en su caso, procedería incrementar los parámetros de retribución.

## II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es competente para desarrollar la metodología retributiva del sistema gasista en base al artículo 7.1.d) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia<sup>1</sup>.

A raíz de esta, la CNMC aprueba las Circulares por las que se desarrolla la metodología retributiva para las actividades de transporte y distribución de gas. Esto es, la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural.

---

<sup>1</sup> 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; atribuyó, entre otras, las competencias para determinar la retribución de las empresas del sistema gasista a la CNMC.

El apartado segundo de la Disposición Adicional 4 de la **Circular 4/2020 de la CNMC**, sobre parámetros retributivos para el 1er periodo regulatorio, establece que:

*“2. De acuerdo con el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, previo trámite de audiencia, el porcentaje en el que, **en su caso**, y de acuerdo con el correspondiente análisis de costes, proceda incrementar los parámetros de retribución aplicables a la actividad de distribución de gas natural en territorios insulares.”*

Por su parte, el Artículo 60.1 de la Ley 18/2014, indica que:

*“En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.*

*La metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural deberá incluir los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.”*

Por último, de manera complementaria ha de tenerse en cuenta lo establecido en la **Ley 34/1998** del Sector de Hidrocarburos, que regula las actividades de transporte y distribución de gas natural, en particular lo dispuesto en su artículo 60 sobre funcionamiento del sistema, la disposición transitoria vigésima sobre el régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares y el artículo 62 que establece los requisitos de contabilidad e información de las empresas regulada; y la Ley 18/2014<sup>2</sup>, que complementa y perfecciona aspectos de la ley anterior.

El artículo 60.5 de la Ley 34/1998 indica que *“Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial”*.

---

<sup>2</sup> Ley, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, complementa y modifica algunas de las medidas establecidas en la normativa anterior, en aras a incrementar la competitividad de la economía.

Por su parte, la disposición transitoria vigésima<sup>3</sup> indica que las empresas distribuidoras en territorios extrapeninsulares podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización hasta que se pongan en marcha las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en dichos territorios. Para ello, de acuerdo con la misma disposición transitoria, el Ministerio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá un régimen consistente en el establecimiento de tarifas de venta de los gases manufacturados y/o aire propanado para los consumidores finales *junto con una retribución* por el ejercicio de la actividad de suministro y el suplemento de coste del gas manufacturado respecto al gas natural (comúnmente conocido como extracoste). Las tarifas no podrán ser superiores a las tarifas de último recurso de gas natural y al ingreso generado se le dará el mismo tratamiento que prevé la Ley para los peajes y cánones de acceso al sistema gasista.

Con relación a los regímenes propios de los territorios insulares, se tienen en consideración principalmente la Ley Orgánica 1/2007, de 28 de febrero, de reforma del Estatuto de Autonomía de las Illes Balears y la Ley Orgánica 1/2018, de 5 de noviembre, de reforma del Estatuto de Autonomía de Canarias.

En el artículo 3 de sendas Leyes Orgánicas se pone de manifiesto el hecho diferenciador de estos territorios debido a su condición de insularidad y lejanía, y se establece la necesidad de adaptar las políticas y actuaciones legislativas y reglamentarias, decisiones financieras y presupuestarias cuando dicha condición

---

<sup>3</sup>Vigésima. *Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares.*

*“Hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización con el régimen establecido en la presente disposición transitoria.*

*El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases manufacturados y/o aire propanado para los consumidores finales, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, asimismo establecerá la retribución que corresponda a la citada empresa por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.*

*Las tarifas de gases manufacturados y/o aire propanado estarán limitadas al máximo que establezca la tarifa de último recurso para cada nivel de presión y volumen de consumo, y serán cobradas por las empresas distribuidoras de gas, debiendo dar a las cantidades ingresadas la misma aplicación que para los peajes y cánones proceda de acuerdo con lo previsto en la presente Ley.*

*Durante dicho periodo transitorio en el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por transportistas y distribuidores, se tomará en consideración la retribución que corresponda a las citadas empresas por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado”.*

incida de manera determinante en el desarrollo de las competencias de los poderes públicos, con el fin de evitar desequilibrios económicos que vulneren el principio de solidaridad entre las comunidades autónomas.

### Sobre la regulación específica en las Illes Balears

En el caso concreto de Baleares, previamente, la Ley 30/1998, de 29 de julio, del Régimen Especial de las Illes Balears, ya señalaba en su primer artículo que *“tiene como finalidad, en desarrollo del artículo 138.1 de la Constitución Española, establecer y regular el régimen de medidas de todo orden, destinadas a compensar los efectos de la insularidad de las Illes Balears”* y se aplicará según, su artículo segundo, *“en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares definido en el artículo 2 de la Ley Orgánica 2/1983, de 25 de febrero, reguladora de su Estatuto de Autonomía, así como en sus aguas interiores”*.

En relación con el sector energético, el capítulo II del Título II de la citada Ley desarrolla aspectos en relación con la planificación energética (art. 12), los precios de la energía eléctrica, de los gases combustibles e hidrocarburos (art. 13), la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica (art. 14) y la garantía del proceso de regulación: gestión de la demanda y eficiencia energética (art. 15).

En dichos artículos se hicieron las siguientes menciones en relación con los gases combustibles e hidrocarburos:

- *“Los precios de la energía eléctrica y de los gases combustibles serán los mismos que en el territorio peninsular para los consumidores a tarifa”* (art. 13).
- *“El Gobierno del Estado y el Gobierno de la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares crearán una Comisión conjunta con el objetivo de promover la diversificación energética de la Comunidad, con especial atención al gas natural y a las medidas conducentes al desarrollo de infraestructuras inherentes a esta fuente de energía, pudiendo establecerse, también, un concepto retributivo especial, que tenga en cuenta los costes específicos para la producción y consumo de estas energías en las Illes Balears.”* (art. 15)

Posteriormente, el Real Decreto-ley 4/2019, de 22 de febrero, del Régimen Especial de las Illes Balears, desarrolla aspectos relacionados con la Energía en su Título I. En concreto, solo hay una mención en relación con los gases combustibles e hidrocarburos, cuando en su artículo 5.2 indica que *“los precios*

*del gas natural para los consumidores acogidos a precios regulados y de los gases licuados de petróleo envasados y canalizados para los que el Gobierno establezca un precio máximo de venta, coincidirán con los que se establezcan, en su caso, en territorio peninsular”,* circunstancia que ha venido cumpliéndose, al menos, desde que se estableció un sistema económico integrado del sector de gas natural por el Real Decreto 949/2001 en desarrollo de la Ley 34/1998.

Con relación al sistema de compensación que financia algunos sectores para paliar el efecto de la insularidad de Illes Balears, el artículo 11 trata sobre el sistema de compensaciones aplicable al transporte aéreo y marítimo de mercancías y que se financia íntegramente de los Presupuestos Generales del Estado.

Por su parte, el Título III establece todo lo relativo al Factor de Insularidad de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears. Concretamente, el apartado b) del artículo 19 establece la *“creación, desarrollo o despliegue de infraestructuras y redes inteligentes de producción, distribución, transporte y almacenamiento de energía...”* como uno de los ámbitos específicos en los que esta dotación presupuestaria podrá ser utilizada.

#### Sobre la regulación específica en Canarias

El artículo 163.1 de la Ley Orgánica 1/2018<sup>4</sup>, de 5 de noviembre, indica la competencia exclusiva de la Comunidad Autónoma de Canarias en relación con los ámbitos de energía, hidrocarburos y minas. Su apartado a) recoge como competencia exclusiva las *“Instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando no estén ubicadas en el mar territorial, este transporte transcurra íntegramente por el territorio de Canarias y su aprovechamiento no afecte a otro territorio, sin perjuicio de sus competencias generales sobre industria”*.

Por su parte, el artículo 168, sobre el principio de solidaridad interterritorial, indican que las infraestructuras de telecomunicaciones, turísticas y energéticas se consideran de interés general, a los efectos de la participación del Estado en su financiación.

El artículo 47 del Decreto 54/2021, de 27 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento Orgánico de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial (BOC), establece las funciones de la Dirección General de Energía, tales como:

---

<sup>4</sup> Que derogó la Ley Orgánica 10/1982, de 10 de agosto, de Estatuto de Autonomía de Canarias

*“2. El seguimiento, actualización y ejecución de la planificación energética en el ámbito competencial de la Comunidad Autónoma de Canarias.*

[...]

*6. La propuesta a la Administración General del Estado para el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica y de gas natural en Canarias, así como para la inclusión en dicha red de nuevas instalaciones no previstas en la planificación energética.*

[...]

*26. La realización de estudios en materia energética.”*

Por su parte, la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias desarrolla en su Título II, sobre compensación de la lejanía y del hecho insular, artículos en relación con los precios de la energía (art. 11), el desarrollo energético ambiental (art. 12), el plan de ahorro energético (art 13) y el autoconsumo energético (art 13 bis) que ponen el foco en el suministro eléctrico sin recoger en ningún momento una referencia al suministro de gas natural o gases combustibles.

Por otro lado, con relación al sistema de compensación que financia algunos sectores para paliar el efecto de la insularidad de Canarias, el artículo 7 de la citada Ley 19/1994, trata sobre el sistema de compensaciones aplicable al transporte aéreo y marítimo de mercancías y que se financia íntegramente de los Presupuestos Generales del Estado.

#### Orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El artículo 9 de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sobre la Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural, estableció que:

- 1. “La metodología de retribución de la distribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.*

2. *Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, la metodología de retribución no debería incentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes.*
3. *La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.*
4. *Con objeto de contribuir a la lucha contra el cambio climático, la metodología de retribución debería introducir medidas para que el régimen económico sea compatible con la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes y menos emisiones de gases de efecto invernadero y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.”*

### III. ANTECEDENTES

#### 1. Sobre la situación actual de la actividad de distribución

La actividad de distribución de gas se realiza tanto en territorio extrapeninsular como en territorio peninsular. En lo que respecta a los territorios extrapeninsulares, en la actualidad solamente se realiza distribución de gas natural en las comunidades autónomas de Islas Baleares (Ibiza y Mallorca) y en las Islas Canarias (Tenerife), si bien existen diferencias notables entre ambos territorios insulares. Mientras los 17 municipios de las Islas Baleares con redes de distribución son suministrados desde 2009 con el gas natural proveniente de la península mediante un gasoducto submarino de 269 km y 20 pulgadas de diámetro (de aproximadamente 428,3 millones de € de inversión<sup>5</sup>) que los conecta con la red de transporte y distribución peninsular; el único municipio de las Canarias con red de distribución se suministra mediante aire propanado<sup>6</sup>.

En España existen 19 empresas distribuidoras de gas<sup>7</sup>, de las cuales:

- a. 1 empresa realiza su actividad exclusivamente en territorio insular.
  - o Gasificadora Regional Canaria S.A.: Empresa perteneciente al grupo DISA que desarrolla la actividad en Adeje (Tenerife).

---

<sup>5</sup> Incluye posiciones, ERMs, gas talón del gasoducto, así como la E.C. construida para presurizar hasta 220 bar el gas vehiculado por el gasoducto.

<sup>6</sup> Mezcla de aire y gas propano con un *índice de Wobbe* equivalente al gas natural.

<sup>7</sup> No se tiene en cuenta en este análisis a la empresa Domus Mil debido a su reciente incorporación en el sistema.

- b. 1 empresa realiza su actividad tanto en territorio peninsular como en territorio insular.
- Redexis S.A. (anterior Redexis Gas S.A.): Empresa perteneciente al Grupo Redexis que desarrolla la actividad en Ibiza y Mallorca (Islas Baleares), además de otras CC.AA. de la península<sup>8</sup>: Aragón, Andalucía, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Valencia, Extremadura, Murcia, Madrid, y Cataluña.
- c. 17 empresas realizan su actividad exclusivamente en territorio peninsular, y la gran mayoría únicamente en solo una Comunidad Autónoma.
- En la actualidad, las empresas NED España Distribución Gas, S.A. y Nedgia, S.A. también desarrollan la actividad en varias CC.AA. No obstante, en el periodo 2016-2019, hubo otras empresas como Nortegás Energía Distribución, Nedgia Catalunya (antigua Nedgia Distribución) que también desarrollaron su actividad en varias CC.AA.

Llegados a este punto, es posible distinguir claramente dos conjuntos de empresas a efectos de este análisis sobre la posible existencia de un sobrecoste en los territorios insulares: Empresas incumbidas (puntos a y b) y Empresas cotejables (punto c).

**Tabla 1. Listado de empresas incumbidas**

Cód.	Grupo	Empresa	Área	CC.AA.
238	G. Redexis	Redexis, S.A. <sup>(1)</sup>	P/I	Aragón, Andalucía, Castilla y León, Castilla La Mancha, C. Valenciana, Extremadura, Cataluña, Islas Baleares, Murcia y Madrid
232	G. DISA	Gasificadora Regional Canaria, S.A.	I	Canarias

(1) Redexis también inició trabajos para distribuir gas en Canarias, pero no llegaron a término.

*Fuente: CNMC*

<sup>8</sup> Redexis S.A. tiene unos activos residuales en Canarias que no presentan actividad alguna.

**Tabla 2. Listado de empresas cotejables**

Cód.	Grupo	Empresa	Área	CC.AA.
207	G. Extremadura	D.C. Gas Extremadura S.A.	P	Extremadura
216	G. Nortegás	Tolosa Gas, S.A.	P	País Vasco
234	G. MRG	Madriña Red de Gas, S.A.	P	C. Madrid
218	G. Nedgia	Nedgia Andalucía, S.A.	P	Andalucía
239	G. Nedgia	Nedgia Aragón, S.A.	P	Aragón
230	G. Nedgia	Nedgia Catalunya, S.A.	P	Cataluña
222	G. Nedgia	Nedgia Cegas, S.A.	P	C. Valenciana
220	G. Nedgia	Nedgia C.-La Mancha, S.A.	P	Castilla-La Mancha
221	G. Nedgia	Nedgia Castilla y León, S.A.	P	Castilla y León
224	G. Nedgia	Nedgia Galicia, S.A.	P	Galicia
237	G. Nedgia	Nedgia Madrid, S.A.	P	C. Madrid
226	G. Nedgia	Nedgia Navarra, S.A.	P	Navarra
227	G. Nedgia	Nedgia Rioja, S.A.	P	Rioja
242	G. Nortegás	NED España Distr. Gas, S.A.	P	Cantabria, Asturias
240	G. Nedgia	Nedgia, S.A.	P	Galicia, País Vasco, Castilla y León, Cantabria y C. Madrid
229	G. Nortegás	Nortegás Energía Distr., S.A.	P	País Vasco
225	G. Redexis	Redexis Gas Murcia, S.A.	P	Murcia

Fuente: CNMC

## 2. Sobre el modelo retributivo de la actividad de distribución

La Administración, entre otros instrumentos, diseña y fija metodologías retributivas para determinar los importes a pagar a las empresas dedicadas a satisfacer una necesidad del mercado a través de una actividad que se sustenta en un monopolio natural que debe ser regulado. La metodología elegida puede ser más o menos compleja y tomar, o no, como referencia datos económicos de las empresas (por ejemplo, inversión realizada, gastos operativos satisfechos, etc.), características de instalaciones y/o personal de la propia empresa (por ejemplo, número de instalaciones y personal, kilómetros de red, etc.), características del bien/servicio que la empresa pone a disposición del mercado (por ejemplo, inspecciones, contadores, etc.) o características sobre el desempeño de la actividad (por ejemplo, número de clientes, ventas realizadas, etc.).

La retribución de la actividad de distribución de gas natural son los ingresos regulados que se reconocen a las empresas por realizar esta actividad de red (actividad considerada monopolio natural) con acceso de terceros regulado. Se trata, por tanto, de la contraprestación, con una rentabilidad razonable, que se paga a las empresas distribuidoras por el empleo de sus recursos humanos, materiales y financieros para satisfacer dicha necesidad de mercado.

Dado que el regulador adolece de falta de información completa de las compañías, esta retribución debe dotar de señales para que su comportamiento

favorezca su desempeño y garantice la eficiencia productiva y asignativa de la actividad.

A diferencia del suministro eléctrico, el suministro del gas natural carece de un criterio de esencialidad y universalidad (únicamente es reconocida como un bien de interés general), por lo que las condiciones que son válidas para el primero no necesariamente tienen que ser válidas para el segundo. De hecho, aproximadamente solo 1.800 de 8.114 municipios de España (22%) tienen suministro de gas natural; y eso tampoco implica que todos los cascos urbanos de un municipio tengan suministro.

La CNMC ejerce la función de fijar la metodología de retribución en base a la habilitación del Real Decreto-ley 1/2019. La Ley 18/2014 estableció que los periodos regulatorios durarán seis años desde 2014, modificando los periodos de cuatro años que preveía inicialmente el artículo 15.2 del Real Decreto 949/2001 en desarrollo de la Ley 34/1998<sup>9</sup>.

## 2.1. Metodología retributiva entre 2002-2020

La metodología retributiva inicial de distribución fue establecida por la **Orden ECO/301/2002**<sup>10</sup> y las ordenes posteriores<sup>11</sup> que se dictaron conforme a los citados Ley 34/1998 y Real Decreto 949/2001, y estuvo vigente entre el 19 febrero de 2002 y el 4 de julio de 2014. Dicha metodología estableció básicamente dos conceptos: 1) una retribución base que retribuía los activos preexistentes en función de su valor bruto actualizado de inversión, y 2) una fórmula paramétrica para determinar la retribución por el desarrollo del nuevo mercado en función de la captación de nuevos puntos de suministro y demanda.

La retribución base para el año 2002 del conjunto de empresas distribuidoras fue de 945 millones de euros y se determinó a partir de los estados financieros de

---

<sup>9</sup> “2. Los sistemas de actualización de las retribuciones se fijarán para periodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período”

<sup>10</sup> La actividad de distribución de gas natural se ha venido desarrollando en España, al menos, desde 1969, año en el que se inicia la recepción y suministro de gas natural licuado en España. Hasta la entrada en vigor del sistema retributivo ECO/301/2002, las empresas se retribuían a través del margen que quedaba entre la tarifa de venta que facturaban al consumidor final y el precio de cesión del gas que les facturaba el transportista, ambos valores regulados. Dicho margen retribuía la amortización de las inversiones realizadas, la O&M y la rentabilidad a los recursos financieros invertidos.

<sup>11</sup> Órdenes ECO/30/2003, ECO/31/2004, ITC/102/2005, ITC/3655/2005, ITC/4099/2005, ITC/3993/2006, ITC/3994/2006, ITC/3863/2007, ITC/3802/2008, ITC/3520/2009, ITC/1890/2010, ITC/3354/2010, ITC/3128/2011, ITC/3587/2011, IET/2434/2012, IET/2812/2012, IET/2446/2013, IET/2355/2014, IET/2445/2014, IET/389/2015, IET/2736/2015, ETU/1977/2016, ETU/1283/2017, y TEC/1367/2018.

las empresas en el año 2000 para satisfacer todos sus costes (CAPEX y OPEX), aplicando un método de valoración de la inversión y determinación del importe de retribución equivalente al de la actividad de transporte: se aplicó una tasa financiera del 6,77% al valor bruto de inversión de los activos preexistentes en el 2000 y se consideró un plazo máximo de amortización de 20 años para las redes<sup>12</sup>. En el momento de la implementación de la metodología, las redes de distribución atendían un mercado de 4,76 millones de puntos de suministro con una demanda de aproximadamente 175.000 GWh al año.

Por tanto, el modelo de retribución por actividad (por captación de nuevos puntos de suministro y demanda) vigente se refiere al modelo que retribuye el desarrollo de las redes de distribución desde el año 2002.

La retribución por desarrollo de mercado de este modelo incluía unas retribuciones unitarias que no eran explícitas para un periodo determinado y tenían que calcularse anualmente. Durante este periodo, las retribuciones unitarias del año 2003 fueron 85,13 € por cada nuevo punto de suministro (en adelante, PS), 2,83 € por cada MWh suministrado a presión igual o inferior a 4 bar y 1,06 € por cada MWh suministrado a presión superior a 4 bar. La aplicación sucesiva del índice de actualización automático incrementó estas retribuciones unitarias hasta alcanzar en el año 2014 los valores de 89,36 €/PS, 3,51 €/MWh y 1,75 € MWh, respectivamente.

Los activos de distribución existentes a 31 de diciembre de 2000, de acuerdo con la **Orden ECO/301/2002, pese a** estar amortizados parcialmente, continuaron retribuyéndose como si fuesen nuevos, volviendo a percibir una retribución por la amortización desde el inicio del periodo, ignorando la retribución ya obtenida en el pasado.

De esta forma se aseguraba la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares hasta el momento de implementación del modelo del año 2002 con una razonable rentabilidad y se establecía un sistema de retribución que

<sup>12</sup> Para determinar la amortización de las instalaciones, tal y como indican las páginas 29 y 30 de la Memoria de la Orden ECO/301/2002, se tuvieron en cuenta las siguientes vidas útiles de las instalaciones de distribución.

Inversión	Años de vida útil	Inversión	Años de vida útil
Redes	20	Elementos de transporte	6
E.R.M.	20	Resto inmovilizado material	20
Instalaciones comunitarias	17	Terrenos	N/A
Instalaciones Auxiliares de Explotación	8	Edificios	50
Plantas Satélites de GNL	20	Equipos y aplicaciones informáticas	4
Maquinaria	20	Otro inmovilizado material	5
Utillaje	3		

incentivaba la gestión eficaz y la mejora de la productividad para el desarrollo de nueva red de distribución a partir del 2002.

- Si la empresa no captaba nuevos puntos de suministro ni tenía bajas, percibiría su retribución base. Por tanto, si tenía una gestión eficaz y mejoraba su productividad, vería incrementada su rentabilidad.
- Si la empresa captaba un mayor número de nuevos puntos de suministro que de bajas, además de percibir la retribución base, recibía una retribución adicional por el mercado incremental captado. Por tanto, al igual que en el caso anterior, el modelo incentivaba la gestión eficaz y la mejora de la productividad:
  - La baja de puntos de suministro anteriores a 2002 no implicaba de manera automática una minoración monetaria de la retribución base. De hecho, la retribución base inicial no se vería afectada siempre que el número puntos de suministro del año fuera superior al año de la retribución base, es decir los de 2002.
  - Se fomenta el mayor aprovechamiento de las redes ya existentes, es decir, conseguir un mayor número de altas que de bajas, minimizando la inversión en la expansión de las redes. Debido a la metodología de retribución en base a los parámetros relacionados con la demanda incremental, las altas de nuevos puntos de suministro en redes existentes tienen el mismo impacto retributivo que el de cualquier otro nuevo punto de suministro para los que el distribuidor sí tiene que hacer una red nueva completa.
  - El distribuidor determina su estrategia de expansión, operación y gestión de la actividad, sopesando tanto el riesgo como la rentabilidad, así como sus acciones que en gran medida estarán condicionadas por el margen que se generara entre retribución y coste. Cuando el distribuidor analiza invertir en la expansión de las redes de distribución, debe evaluar la rentabilidad de la nueva expansión, pues el modelo retribuye igual el incremento neto de dos consumidores idénticos en su red, aunque el coste de la extensión de red de distribución y la gestión/operación posterior para cada uno de ellos sea diferente.

Este mecanismo de retribución es coherente con:

1. La forma en que se desarrolla una red de distribución, donde se dimensionan las instalaciones óptimas para satisfacer y captar un mercado objetivo

2. Una vez desplegada la red, la baja/alta/reenganche de un punto de suministro en la red dentro del mercado objetivo que se pretendía captar, no genera una necesidad adicional de inversión en la red de distribución.

Es más, en la actividad de distribución se diferencian claramente las diferentes instalaciones que hacen posible vehicular el gas desde las instalaciones de transporte hasta el consumidor final. Así, el artículo 91 de la Ley 34/1998 reconoce regímenes retributivos diferenciados para cada una de ellas:

- La propia red de distribución.
- Las instalaciones complementarias (acometida<sup>13</sup>, instalación receptora de combustibles gaseosos<sup>14</sup>, y punto de suministro<sup>15</sup>) que permiten vehicular el gas desde la citada red de distribución hasta el usuario final<sup>16</sup>. Estas tienen un régimen económico diferente de acuerdo con el apartado 2 del citado artículo 91.

---

<sup>13</sup> Son las canalizaciones e instalaciones complementarias necesarias para un nuevo suministro, o ampliación de uno existente, comprendidas entre la red de distribución existente y la llave de acometida, incluida ésta, que corta el paso del gas natural a las instalaciones receptoras de los usuarios. Se componen, en su caso más general, de toma de acometida, tubería (incluidos accesorios y elementos auxiliares), llave de acometida y un dispositivo aislante, este último opcional en media y baja presión ( $P \leq 4\text{bar}$ ). Les aplica el régimen establecido de autorizaciones y declaración de utilidad pública, expropiación y servidumbres y tienen un régimen económico propio.

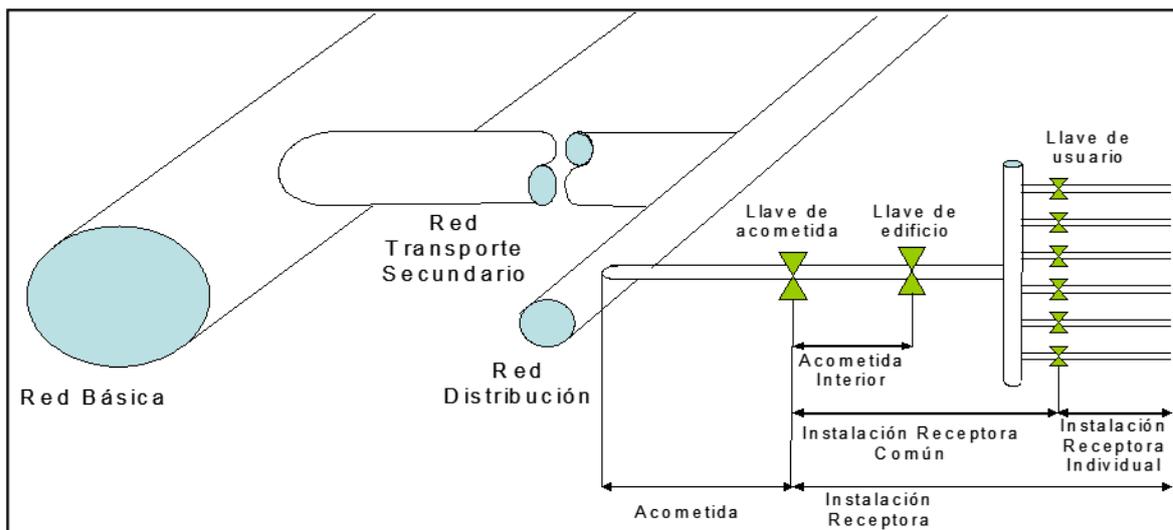
<sup>14</sup> Está constituida por el conjunto de tuberías y accesorios comprendidos entre la llave de acometida, excluida ésta, y las llaves de conexión de aparato, incluidas éstas, quedando excluidos los tramos de conexión de los aparatos y los propios aparatos. Se componen, en su caso más general, de acometida interior, instalación común (IRC) e instalación individual (IRI). Estas instalaciones no necesitan autorización administrativa para su ejecución, aunque hay ciertos casos tasados que necesitan proyecto. Su régimen retributivo es libre, con las salvedades recogidas en la normativa en relación con las Instalaciones Receptoras Comunes cuando las empresas distribuidoras promueven su construcción con el fin de extender el suministro de gas natural (Artículo 30bis del Real Decreto 1434/2002).

<sup>15</sup> Es el conjunto de instalaciones que están unidas por líneas propias, cuyo titular es una única persona física o jurídica, a las que se suministra gas, a la misma presión, para su consumo o uso propio desde las acometidas de una misma distribuidora. Cada punto de suministro tendrá un número de identificación y, al menos, un equipo de medida. Los equipos de medida, si son de alquiler, tienen régimen económico propio.

<sup>16</sup> De acuerdo con el apartado 2 del artículo 91 de la Ley 34/1998 y normativa de desarrollo. Para más información ver el "informe sobre el mandato a la CNE para determinar en qué casos la extensión de las redes se considera extensión natural de la red de transporte y distribución o se trata de una línea directa o una acometida (D.A. Primera de la Orden ITC/3992/2006", aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión celebrada el día 22 de enero de 2009.

- Los derechos de alta y otros costes derivados de servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios, cuyo régimen económico propio prevé el apartado 3 del citado artículo 91.

**Ilustración 1. Representación esquemática de las instalaciones implicadas en el suministro de gas al usuario final y su ubicación respecto a la red de transporte.**



Fuente: Elaboración CNMC

Es decir, que los costes asociados a las altas y bajas de puntos de suministro en la red de distribución son retribuidos por medio de los regímenes económicos previstos en los apartados 2 y 3 del artículo 91 de la Ley 34/1998. Las CC.AA. son las administraciones con mayores competencias para establecer dichos precios regulados<sup>17</sup>. Además, ha de advertirse que, según el artículo 72 de la Ley 34/1998, las CC.AA. pueden dictar normativa que regule la actividad de distribución en el ámbito de sus competencias, por lo que, de considerarse oportuno, éstas podrían establecer planes para el fomento y desarrollo de la red de distribución en sus territorios.

La reforma introducida por el Anexo X de la **Ley 18/2014** mantiene la estructura de una retribución base para los activos preexistentes a 2014 junto a una fórmula paramétrica para valorar el desarrollo de mercado a partir de dicha fecha,

<sup>17</sup> El artículo 91.2, señala que otros costes necesarios vinculados a las instalaciones (derechos de acometidas, alquiler de contadores y otros) contarán con un régimen económico. En relación con los derechos de acometidas, señala que serán establecidos por las CC.AA., con los límites superior e inferior que determine la CNMC, y que se consideran a todos los efectos, retribución de la actividad de distribución.

Por su parte el 91.3 indica que las CC.AA. son las competentes para establecer el régimen económico para los costes derivados de servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios, como por ejemplo los derechos de alta.

manteniendo, por tanto, el modelo de incentivos a la gestión eficaz y la mejora de la productividad de las redes de distribución. En todo caso aumenta su estabilidad y predictibilidad al fijar precios explícitos y constantes durante el periodo regulatorio 2014-2020 para la retribución por desarrollo de mercado.

Para determinar la retribución base de cada empresa, la reforma de 2014 distribuyó el recorte retributivo establecido para la actividad (110,6 millones €) entre las empresas<sup>18</sup> en base al número de medio de puntos de suministro conectados y la cantidad de energía suministrada en 2013.

En cifras globales, la retribución de distribución 2013 obtenida de acuerdo con el modelo vigente desde 2002 (1.499 Millones de €<sup>19</sup>) se redujo a un valor de 1.389 Millones de € y se convirtió en la nueva retribución base de la actividad para el periodo 5 julio 2014 - 31 diciembre 2020.

El efecto que se produjo con este mecanismo de reparto del recorte retributivo fue que todas las inversiones previas a 2014 se retribuyeran, desde el 5 de julio de 2022, a valores unitarios medios de 112 €/PS, 5 €/MWh para energía distribuida a menos de 4 bar (en adelante, en redes  $P_{sum} \leq 4bar$ ) y 1,6 €/MWh para energía distribuida a más de 4 bar (en adelante, en redes  $P_{sum} > 4bar$ ). Como estas inversiones, tal y como se ha explicado, estaban siendo retribuidas de manera diferente a través de la metodología de 2002, en función de que se hubieran realizado antes o después de dicho año<sup>20</sup>, se produjeron los siguientes efectos:

- Las inversiones realizadas con anterioridad a 2002 vieron ajustada su retribución, al alza o a la baja, en función que los nuevos valores fueran superiores o inferiores a los valores obtenidos a partir de los estados financieros del año 2000 una vez actualizados por el índice automático recogido en la metodología. Cabe recordar que los valores unitarios medios del sector para estas inversiones variaron en el periodo 2002-2013 entre los 118,49 €/PS, 3,95 €/MWh en redes  $P_{sum} < 4bar$  y 1,48€/MWh en redes  $P > 4bar$  para 2002; y los 147,29 €/PS, 4,91 €/MWh en redes  $P < 4bar$  y 1,83 €/MWh en redes  $P_{sum} > 4bar$  para 2013.

---

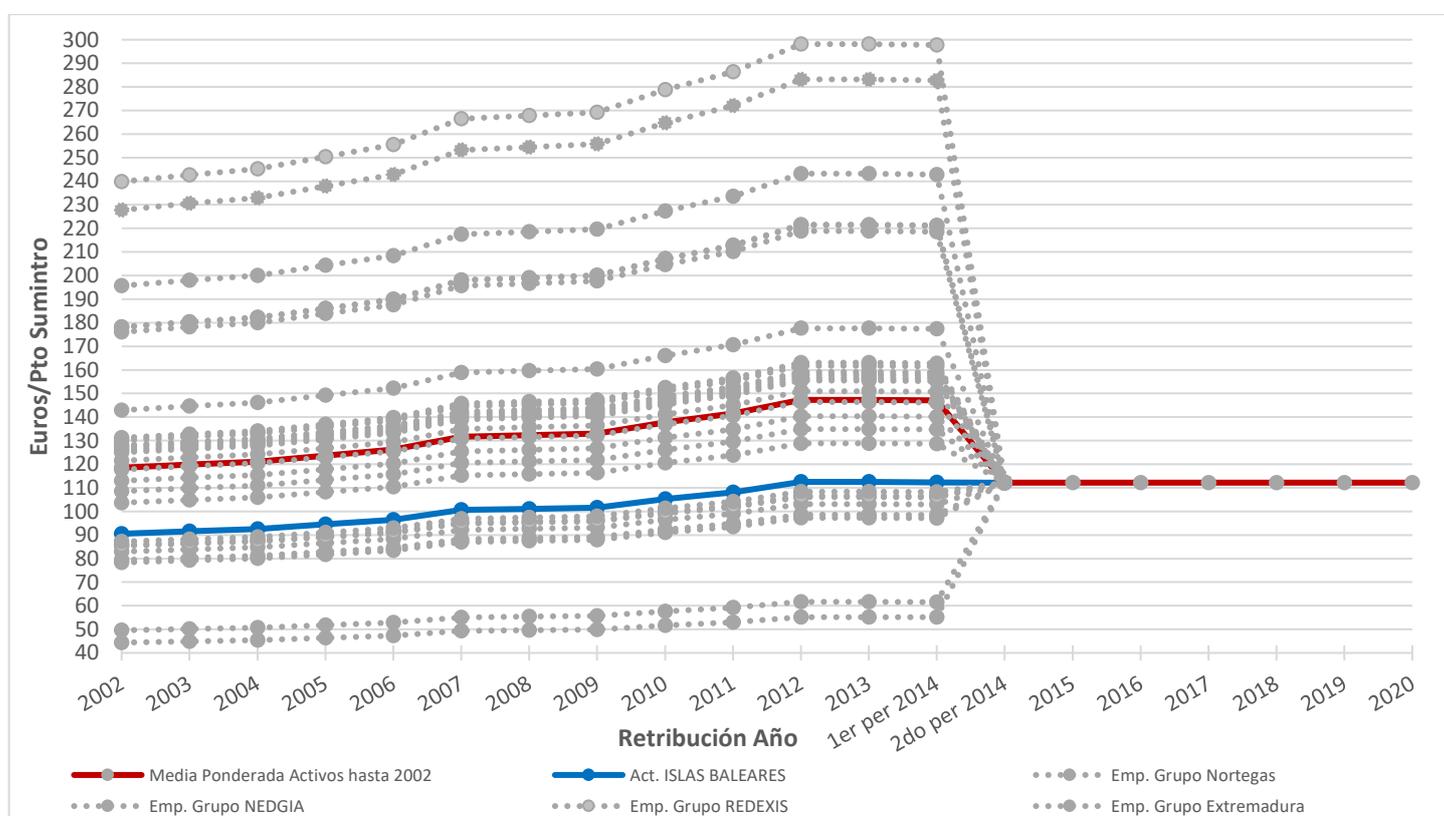
<sup>18</sup> Artículo 2 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014.

<sup>19</sup> De los cuales 1.177 Millones de € correspondían a la retribución base de 2002 actualizada y 322 Millones de € correspondía a la retribución por el mercado captado neto entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2013

<sup>20</sup> La metodología incluía una retribución inicial para las inversiones hasta 2002, calculada con base en los estados financieros de las empresas del año 2000, y una retribución para las inversiones posteriores en función del desarrollo de mercado según la evolución de PS y MWh

En el siguiente gráfico se recoge, a modo de ejemplo, la evolución en el periodo 2002-2020 de la retribución unitaria media por punto de suministro de las inversiones hasta 2002 para el conjunto de actividad de distribución y las islas Baleares. También, se recoge la retribución unitaria inicial por las inversiones realizadas hasta 2002 del resto de empresas que desarrollaban la actividad ese año, diferenciadas por su grupo empresarial actual, y cuya evolución hubiera sido paralela a las representadas.

**Gráfico 1. Evolución entre 2002 y 2020 de la retribución unitaria media por punto de suministro de las inversiones hasta 2002 del conjunto de actividad y las islas Baleares.**



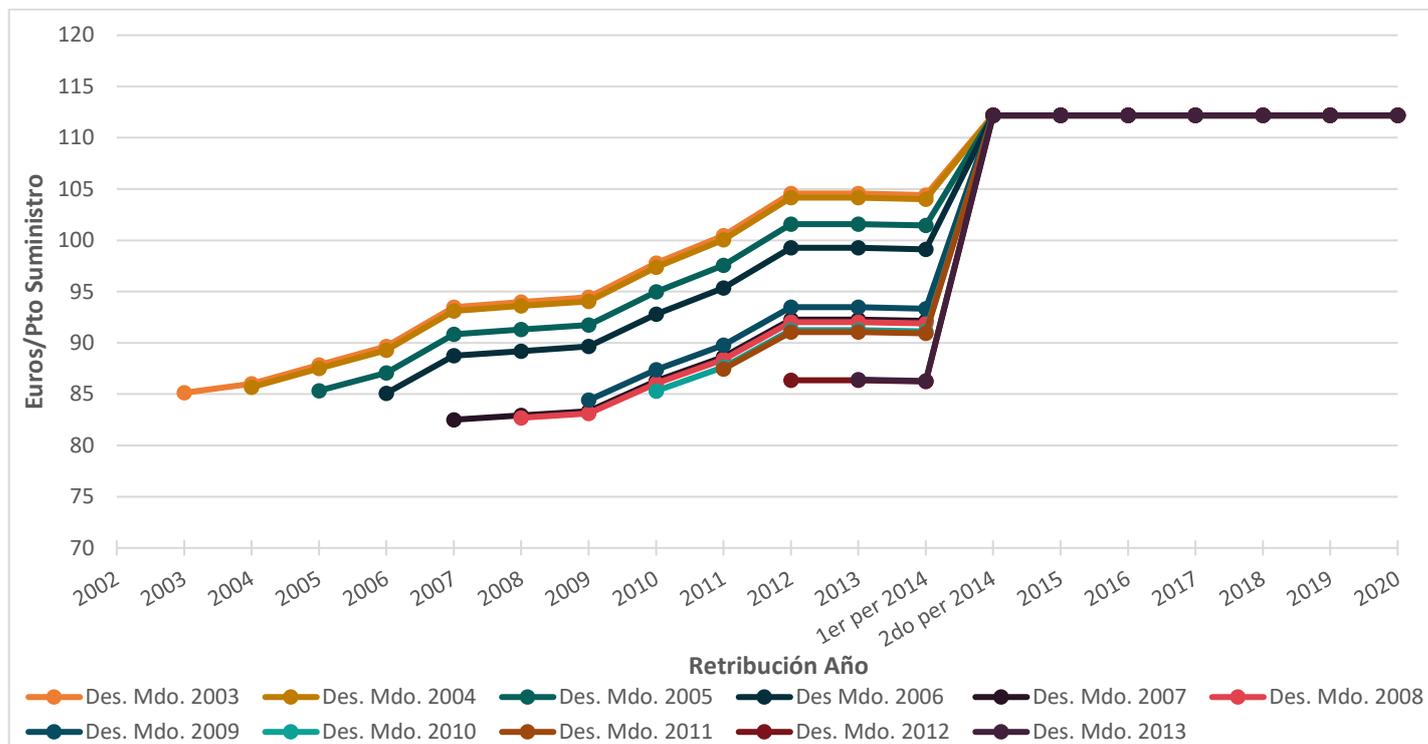
Fuente: CNMC

- Todas las inversiones realizadas con posterioridad a 2002 vieron incrementada su retribución porque los valores aplicados eran inferiores a los nuevos. Las retribuciones unitarias por desarrollo de mercado, durante el periodo 2003-2013, variaron entre 82,51-104,57 €/PS y de 2,32-4,91 €/MWh en redes  $P_{sum} \leq 4$  bar; y entre 1,03-1,83 €/MWh en redes  $P_{sum} > 4$  bar, en función del año de aplicación y la actualización por el índice automático recogido en la metodología que les aplicase con posterioridad.

En el siguiente gráfico se recoge, a modo de ejemplo, la evolución durante el periodo 2002-2020 de la retribución unitaria por desarrollo de mercado por

punto de suministro que satisfacen las inversiones desde 2002 en función del año en que se produce el desarrollo de mercado.

**Gráfico 2. Evolución entre 2002 y 2020 de la retribución unitaria por desarrollo de mercado por punto de suministro de las inversiones de 2003 a 2014.**



Fuente: CNMC

Por su parte, para determinar la retribución de las nuevas inversiones a través de la retribución por el desarrollo de nuevo mercado entre 2014 y 2020, se estableció una nueva fórmula que retribuye a 50 – 70 €/PS conectado en redes de  $P_{sum} \leq 4$  bar (en función de que existiera ya gas en el municipio, o no, en los 5 años anteriores); a 7,5 €/MWh y 4,5 €/MWh en redes de  $P_{sum} \leq 4$  bar.(en función de que el consumo anual se menor o mayor a 50MW); y a 1,25 €/MWh en redes de  $P_{sum} > 4$  bar.

Por tanto, las inversiones previas a 2014 se retribuían con un importe más elevado que las inversiones necesarias para el mercado captado tras 2014.

Finalmente, la Ley 18/2014 también señaló, a través del artículo 59.3, que *“Las empresas titulares de activos sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará*

*parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista”.*

## **2.2. Metodología retributiva actual**

La metodología retributiva de la Circular 4/2020 mantiene el esquema introducido por la Orden ECO/301/2002 y perfeccionado por el Anexo X de la Ley 18/2014 consistente en establecer una retribución base para los activos preexistentes, en este caso, a 2021 junto a una fórmula paramétrica, cuyos precios son explícitos y constantes, para retribuir las nuevas inversiones a partir de una valoración del mercado que se desarrolla cada año durante el periodo regulatorio 2021-2026.

Como las anteriores, esta metodología hace suyos los principios básicos de la retribución regulada de la actividad de distribución gasista, establecidos por el artículo 92 de Ley del Sector de Hidrocarburos y los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014:

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de su vida útil, permitiendo una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos de modo que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
- b) Respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. Por ello, ha de considerar los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.
- c) Permitir la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- d) Los criterios han de ser homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares.

Para determinar la retribución base para el periodo 2021-2026, la Circular 4/2020 introdujo la necesidad de realizar un ajuste a la retribución que habían percibido las empresas distribuidoras de gas natural en el año 2020, motivado por la existencia de activos que habían completado su vida útil regulatoria. Los parámetros y criterios para realizar el ajuste se indicaron en el artículo 6 de la citada Circular, mientras que la Resolución de 17 de diciembre de 2020, de la CNMC estableció las cuantías a disminuir a la retribución de 2020 que le correspondían a cada una de las empresas (y así determinar la retribución base para el periodo 2021-2026), cuyo importe total ascendió a poco más de 239

millones de €. Dicho ajuste hizo que la retribución de las inversiones anteriores a 2002, ya amortizadas, no sea superior a la retribución de las inversiones realizadas a partir de 2014. Por su parte, la actividad desarrollada entre 2002 y 2014, al aplicarle los valores que se establecieron en 2014, obtiene una retribución mayor que la de los periodos anterior y posterior.

Determinada la retribución base, el actual modelo retributivo de la actividad de distribución retribuye igual la incorporación de dos puntos de suministro (PS) idénticos, sin considerar si el coste de extensión de la red que sea requerido y la gestión/operación posterior de cada uno sea diferente<sup>21</sup>.

Por lo tanto, la decisión de realizar las inversiones requeridas para extender la red de distribución con el fin de captar un punto de suministro determinado recae únicamente en la empresa distribuidora y persigue únicamente razonamientos afines a su estrategia empresarial y a su propia gestión del binomio riesgo/rentabilidad en el momento de decidir expandir (o no) la red. En suma, las empresas obtendrían una mayor rentabilidad cuando la captación/expansión requieran un menor coste de inversión y de O&M.

- a. El modelo de retribución actual es coherente con el desarrollo de una red de distribución en el que las instalaciones se dimensionan para satisfacer un mercado objetivo, por lo que únicamente se deben introducir redes de distribución donde resulte rentable.
- b. El modelo de retribución actual requiere que la inversión en red (CAPEX) y su coste operativo (OPEX) (parámetros controlables a tenor de las propias decisiones de la empresa distribuidora) guarden una relación directa con el número de puntos de suministro y la demanda asociada que se pretende captar (pues su retribución se basa en estos parámetros y no en los costes incurridos).
- c. Una vez desplegada la red, la baja/alta/renganche de un punto de suministro en la red dentro del mercado objetivo que se pretendía captar, no genera una necesidad adicional de inversión en la red de distribución.

Por último, como las metodologías anteriores de distribución, la metodología aplicable en 2021-2026 se complementa con el resto de los regímenes

---

<sup>21</sup> La única diferencia considerada en el modelo retributivo diferencia si el municipio en cuestión es de reciente gasificación o no.

retributivos asociados a las diversas subactividades de la distribución<sup>22</sup> relacionadas con las instalaciones complementarias y/o servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios, explicados con anterioridad, donde las CC.AA. tienen competencias para establecer precios regulados de algunos de ellos, tal y como recogen los apartados 2 y 3 del artículo 93 de la Ley 34/1998.

### **3. Sobre el informe enviado por Redexis S.A.**

Con fecha 15 de julio del 2020, la empresa Redexis S.A. remitió a esta Comisión un estudio titulado *“Informe de análisis de los sobrecostes existentes en la actividad de distribución de gas natural en territorios insulares”* cuya elaboración fue encargada a Deloitte Advisory, S.L. (en adelante “el informe de Redexis/Deloitte”), y en el que se realiza un estudio sobre los supuestos sobrecostes que incurre Redexis S.A. en las Islas Baleares bajo dos perspectivas: un análisis cuantitativo y otro cualitativo, a las que añade en un anexo una tercera variante, “análisis alternativo”, donde, a efectos ilustrativos, realiza un ejercicio similar al realizado por la CNMC en el sector eléctrico.

El informe de Redexis/Deloitte en su análisis cuantitativo compara unas ratios ponderadas de supuestos sobrecostes calculados (las ratios reflejan la proporción costes/retribución) para 1) las redes de Baleares y 2) un “territorio peninsular equivalente” compuesto por la agregación de los activos que conforman las redes de Aragón y de Murcia (en adelante “Aragón+Murcia”); y concluye que existen sobrecostes en la actividad de distribución de gas en las Islas Baleares respecto a la península, por lo que sería necesario incrementar en un 40,2% cada uno de los parámetros del modelo retributivo establecido por la CNMC en su Circular 4/2020.

Además, el análisis cualitativo apunta a unos supuestos inductores de sobrecostes en los territorios insulares<sup>23</sup>: 1) uso de transporte marítimo para los materiales y repuestos, 2) menor disponibilidad de personal cualificado específico, 3) menor disponibilidad de proveedores locales especializados, 4) menor disponibilidad de terrenos para realizar obras y 5) un coste de vida muy superior en las islas debido a los desplazamientos, vivienda y manutención.

Por su parte, el análisis alternativo realiza un análisis del supuesto sobrecoste que existe en los territorios insulares comparando costes y unidades físicas de

---

<sup>22</sup> Como son las acometidas; las instalaciones receptoras individuales y comunitarias; los derechos de alta, desconexión y reconexión; la instalación y precintado de equipos de medida; el alquiler de contadores; y las verificaciones e inspecciones periódicas.

<sup>23</sup> Los mismos que la propia CNMC reconoció para la actividad de distribución eléctrica.

las redes de las Islas Baleares y las redes de Aragón+Murcia, es decir, basándose en los activos que componen las redes de distribución; y concluye que existen sobrecostes, por lo que sería necesario incrementar en un 23,3% cada uno de los parámetros del modelo retributivo de la Circular 4/2020.

El análisis de este informe ha dado lugar a las siguientes conclusiones:

- a) De ninguna manera la regulación o normativa ha reconocido implícita ni explícitamente un sobrecoste en las redes de las islas Baleares.
- b) La actividad de distribución de energía eléctrica no puede ser equiparada a la distribución gasista. Por una parte, porque se tratan de bienes con un reconocimiento de esencialidad distinto (el gas carece de este reconocimiento) y, por otra parte, porque los modelos retributivos de estas dos actividades son muy diferentes (la distribución gasista no se retribuye por los costes incurridos).
- c) El informe se centra en justificar la necesidad de aumentar los parámetros retributivos, no por un análisis de costes, sino por una comparativa de la retribución que correspondería a las redes de distribución en las Islas Baleares frente a la retribución que correspondería a un territorio equivalente en la península (Aragón+Murcia).
- d) Los análisis presentados no demuestran un sobrecoste en las Islas Baleares, sino que los resultados señalan únicamente que los activos de Redexis S.A. en el territorio Aragón+Murcia obtienen una mayor retribución con respecto a los costes en comparación con las redes de las Islas Baleares.
- e) La solicitud de incrementar los parámetros retributivos con base en un análisis de márgenes de cobertura, tal y como lo hace el informe de Redexis/Deloitte, pretende un cambio del marco retributivo al tratar de eliminar todos los incentivos de sostenibilidad económica, gestión eficaz y mejora de productividad de este.
  - i. El modelo retributivo actual no retribuye los costes incurridos con una rentabilidad reconocida, sino que establece una retribución base y unos ingresos adicionales por captación de mercado (PS y energía distribuida).
  - ii. El principio de suficiencia económica debe ser evaluado a nivel empresa y no necesariamente a nivel territorial.

- iii. El distribuidor determina su rentabilidad esperada en proporción de su decisión de expansión de su red; así, a mayor expansión, pero menor captación de mercado, la rentabilidad es menor.
- f) La mayoría de los inductores de posibles sobrecostes presentados en el análisis cualitativo no son exclusivos de los territorios insulares.
- g) La ponderación 60-40% CAPEX/OPEX para determinar un sobrecoste basado en TOTEX no está suficientemente justificada.
- h) La comparativa propuesta basada en un supuesto territorio peninsular equivalente (Aragón+Murcia) no es suficiente para determinar un posible sobrecoste en territorio insular; para ello es necesario realizar un análisis en el que se incluya la totalidad de las empresas distribuidoras del sistema gasista español, con el fin incrementar la muestra comparativa y considerar la realidad de otros territorios.
- i) Es más adecuado realizar un análisis basado en costes y no en márgenes de cobertura (ratios retribución/coste, o a la inversa) siendo necesario encontrar la relación entre los costes de un territorio y los parámetros de instalaciones técnicas de la propia red.
- j) Se considera apropiado utilizar el Inmovilizado bruto como la mejor aproximación del CAPEX, puesto que este reconoce todas las inversiones técnicas realizadas desde el inicio de las operaciones en las empresas. No obstante, en lo que respecta al OPEX, será necesario tener en cuenta solamente aquellas tipologías de coste que han sido aceptadas en la normativa gasista española.

## IV. ANÁLISIS REALIZADOS

### 1. Análisis de la Configuración de la red

Las redes se pueden caracterizar mediante su longitud (metros o km de red), el número de Puntos de suministro atendidos (PS) y la energía suministrada (MWh) a través de la propia red, con ellos, es posible determinar indicadores de comparación entre redes en distintas ubicaciones.

- Consumo unitario del PS: MWh/PS
- Densidad de red: PS/km de red -o- metros de red/PS
- Energía distribuida por la red: MWh/km de red

No obstante, el inductor de coste más relevante, tanto a nivel de CAPEX como de OPEX, es la longitud de red (km) puesto que un mayor desarrollo de kilómetros de red implica necesariamente un mayor coste tanto en inversión como en la operación de la red; así, un excesivo crecimiento en este apartado necesariamente implica unos mayores costes.

En la Tabla 3 se muestran los datos<sup>24</sup> de los años 2018 y 2019 de todas las empresas distribuidoras. Con la finalidad de tratar un único valor representativo, se opta por utilizar la media entre estos dos años para posteriormente inferir los indicadores de comparación (en adelante, ratios de red).

**Tabla 3. Datos y Ratios de Configuración de red. Promedio 2018-2019.**

Grupo empresarial	Área	Datos Promedio 2018-2019			Ratios de red Promedio 2018-2019			
		Puntos de Suministro	Longitud de red	Energía distribuida <60 bar	Consumo unitario	Densidad de red		Energía distribuida por red
		PS	km	MWh	MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/km
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>7.308.545</b>	<b>65.827</b>	<b>184.667.770</b>	<b>25</b>	<b>9,0</b>	<b>111</b>	<b>2.805</b>
G. Redexis	P/I	603.301	7.796	14.746.160	24	12,9	77	1.892
Redexis S.A.	P/I	505.743	6.012	12.396.346	25	11,9	84	2.062
R.S.A: Península	P	394.782	4.817	11.326.304	29	12,2	82	2.351
R.S.A: Baleares	I	110.961	1.196	1.070.042	10	10,8	93	895
GARE Canarias (DISA)	I	74	10	41.944	571	142,6	7	4.003
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		<b>7.911.919</b>	<b>73.633</b>	<b>199.455.907</b>	<b>25</b>	<b>9,3</b>	<b>107</b>	<b>2.709</b>

Fuente: CNMC y Petición de Información

Con el objetivo de analizar con mayor profundidad los datos mostrados en la tabla anterior se presentan los siguientes diagramas de dispersión en los que se observa gráficamente las posiciones relativas de cada una de las empresas distribuidoras del sector: tanto las incumbidas (Redexis S.A. y GARE Canarias) como las cotejables (el resto de las empresas que han venido desarrollando la actividad de distribución en España).

El **Gráfico 3** compara la **energía distribuida** por kilómetro construido (MWh/km) contra la **densidad de red**, entendiéndose como el número de puntos de suministros por kilómetro de red (PS/km). Así, se busca identificar el grado de utilización que tiene la red y su relación con los parámetros retributivos que componen la fórmula paramétrica. Por lo tanto, unas ratios altas indicarían una mayor eficiencia de los activos ya que se estaría atendiendo una mayor demanda (tanto en clientes como en energía) por km de red construida.

<sup>24</sup> Los datos de Puntos de suministro (PS) y Demanda (KWh) se obtienen de la información disponible en SIFCO (fichero LTAR y LMUN), que posteriormente se agregan por C.A.; no se tienen en consideración la demanda superior a 60 bares (códigos de peaje 101, 102, 103 y 450). Los datos de longitud de red (km) se obtienen de los parámetros aportados en la Petición de Información.

Por otro lado, el **Gráfico 4** compara el **consumo unitario** de los puntos de suministro de la red (MWh/PS) contra la **densidad de red**, entendiéndose como la longitud media (metros de red) que fue necesaria construir para conectar a los puntos de la red (m/PS) de cada empresa. Así, se busca identificar la calidad de los clientes que conforman una determinada red. De forma que unas ratios bajas en el consumo unitario aunados con unas ratios altas en la densidad de red indicarían una mayor ineficiencia de los activos, pues el consumo que demanda cada punto de suministro de la red podría no compensar los recursos invertidos para conectar estos puntos de suministro.

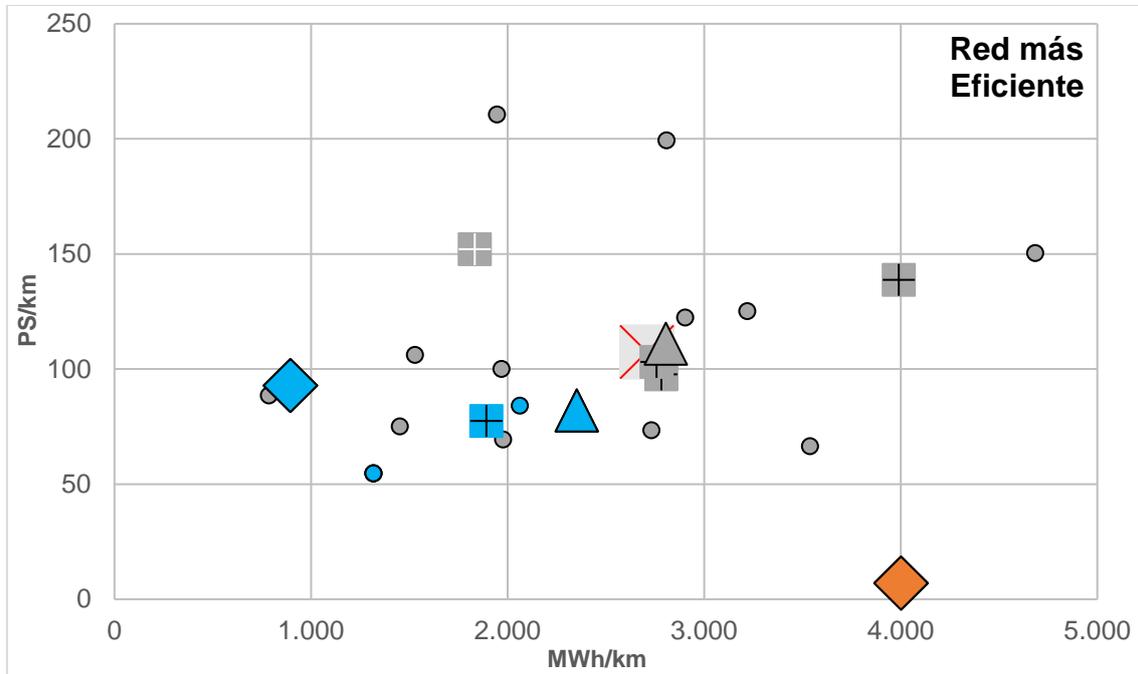
Con objeto de facilitar la correcta interpretación de los gráficos que se irán presentando a lo largo de este análisis, la Tabla 4 muestra las leyendas que serán invariantes en todo el informe. A modo de resumen, en relación con las formas utilizadas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. Por otro lado, en relación con los colores utilizados: el gris representa a las empresas del sector; el naranja a GARE y el azul, a Redexis. Finalmente, el sector – agrupación de todos los grupos/empresas/territorios – se representa con un aspa roja con un fondo gris.

**Tabla 4. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión.**

REDEXIS S.A: Península		Total Península (sin Redexis)		Grupo REDEXIS	
REDEXIS S.A: Baleares		Emp. Otros Grupo Empresas		Otros Grupos Empresariales	
Emp. Grupo REDEXIS		G. DISA - GARE		Total sector	

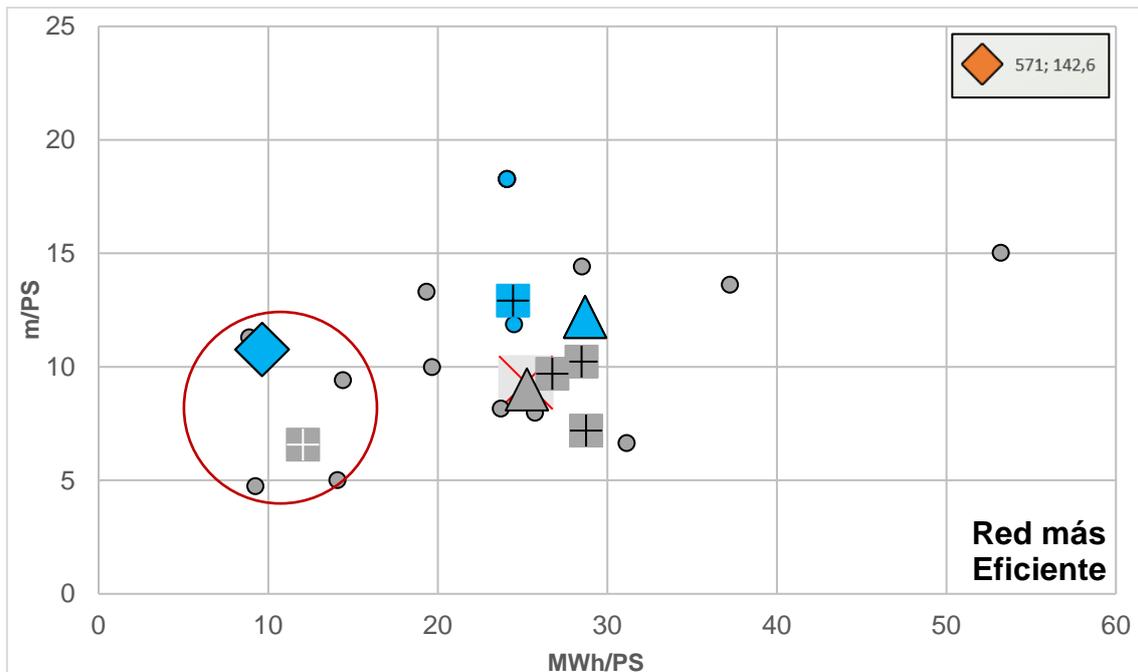
Fuente: CNMC

**Gráfico 3. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).**



Fuente: CNMC

**Gráfico 4. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y).**



Fuente: CNMC

Lo primero a destacar son las ratios tan desproporcionadas de la empresa GARE Canarias (grupo DISA) en relación con las demás empresas. Su red, que apenas alcanza los 10 kilómetros de longitud, no cuenta con más de 75 puntos de suministro; no obstante, estos puntos de suministro tienen un **consumo unitario** (571 MWh/PS) muy superior al resto de las empresas (Sector: 25 MWh/PS) al carecer de puntos de suministro domésticos.

Por otro lado, analizando la **densidad de red**, se observa que las ratios de las empresas del grupo Redexis se encuentran por debajo de las ratios observadas tanto en el total del sector de la actividad de distribución (107 PS/km) como el observado en el resto de los grupos que operan en la península (111 PS/km). Así, es posible concluir que los metros de red construidos por el grupo Redexis satisfacen a un menor número de puntos de suministros o, en otras palabras, que **se requieren construir más metros de red para satisfacer a un punto de suministro determinado**.

Esta característica se produce principalmente en las redes ubicadas en territorio peninsular (Redexis G. Murcia y Redexis S.A. Península); las ratios de las redes de las Islas Baleares (Redexis S.A. Baleares) se encuentran un poco más próximas a las ratios del sector, y especialmente a las ratios de algunas empresas del sector.

Por el contrario, en lo que se refiere al **consumo unitario** y la **energía distribuida** (parámetros relacionados con los MWh de energía vehiculados) las redes de Baleares, junto a otras empresas cotejables con actividad en la península, muestran unas ratios muy bajas (parte izquierda de los gráficos), lo que indicaría un **bajo nivel de aprovechamiento de la red construida en términos de consumo y distribución de energía**.

**En suma, es posible concluir que las redes de las Islas Baleares (Redexis S.A. Baleares) son equiparables y cuentan con características muy similares a otras redes de la península, mientras que las redes de Canarias (GARE Canarias) no lo son, al presentar ratios muy atípicas<sup>25</sup> en relación con la gran mayoría de las empresas distribuidoras.**

### 1.1. Evolución de la red. 2002 vs 2019

Para entender la configuración de la red gasista actual (2018-2019) es necesario analizar su evolución, cuyo crecimiento y desarrollo se explica completamente por las propias decisiones de las empresas distribuidoras del sector gasista; para

---

<sup>25</sup> Además de GARE Canarias, existen dos empresas que muestran valores atípicos y que no aparecen en los gráficos, una con ratios (19.637;5) en el Gráfico 1 y (3.816;194) en Gráfico 2; y, la otra con ratios (18.712;0) en el Gráfico 1 y (43.147;2.306) en Gráfico 2.

ello se parte del año 2002<sup>26</sup>, año en el que entra en vigor el modelo retributivo basado en el desarrollo de la actividad (fórmula paramétrica)<sup>27</sup> y se observa su evolución hasta el año 2013, último año completo antes de las modificaciones introducidas por la Ley 18/2014, y el año 2019.

En la **Tabla 5** se recoge el crecimiento anual acumulado de los parámetros relevantes que explican las redes (PS, km, MWh) del total del sector gasista (España), Islas Baleares y Canarias desglosado por los periodos 2002-2013 y 2013-2019; así como la penetración territorial<sup>28</sup>.

**Tabla 5. Crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2013 vs 2019.**

		Datos			Crecimiento anual		
		2002	2013	2019	2002-2013	2013-2019	2002-2019
España	% de Municipios con gas	12%	20%	22%	-	-	-
	Nº Totales de Municipios	8.018	8.117	8.131	-	-	-
	Nº Municipios con gas	960	1.600	1.805	4,8%	2,0%	3,8%
	Kilómetros red (km)	31.535	64.450	74.035	6,7%	2,3%	5,1%
	Nº medio PS (PS)	4.761.538	7.428.539	7.940.995	4,1%	1,1%	3,1%
	Demanda TWh (en P<60)	175	194	198	0,9%	0,4%	0,7%
Islas Baleares	% de Municipios con gas	6%	12%	25%	-	-	-
	Nº Totales de Municipios	67	67	67	-	-	-
	Nº Municipios con gas	4	8	17	6,5%	13,4%	8,9%
	Kilómetros red (km)	248	820	1.235	11,5%	7,1%	9,9%
	Nº medio PS (PS)	75.098	95.730	112.749	2,2%	2,8%	2,4%
	Demanda TWh (en P<60)	0,41	0,75	1,10	5,6%	6,6%	6,0%
Canarias	% de Municipios con gas	0%	1,1%	1,1%	-	-	-
	Nº Totales de Municipios	87	88	88	-	-	-
	Nº Municipios con gas	-	1	1	-	0%	-
	Kilómetros red (km)	-	3	10	-	23,9%	-
	Nº medio PS (PS)	-	10	79	-	41,1%	-
	Demanda TWh (en P<60)	-	0,0075	0,0410	-	32,7%	-

Fuente: CNMC

<sup>26</sup> La propiedad de los activos de las redes de distribución ha ido sufriendo modificaciones, ya sea a través de compraventas de activos, absorciones de empresas o cambios de denominación social. La memoria de la Resolución del ajuste retributivo realizada por esta Comisión (RAP/DE/002/20) determinó la propiedad de los activos a través de la relación entre las empresas existentes en el año 2002 y las empresas existentes en la actualidad.

En relación con los datos de km de red del año 2002, se toma como mejor aproximación los km en servicio en 2020 comunicados por las empresas conforme al art. 12 de la Circular 4/2020 (información GIS) cuya puesta en servicio es igual o anterior a dicho año.

<sup>27</sup> A través de este modelo, se transfiere a los distribuidores la decisión (y el riesgo asociado) de expandir las redes a costa de la rentabilidad esperada de las inversiones a realizar.

<sup>28</sup> La Penetración territorial, entendida como porcentaje de municipios de una provincia con suministro gas, no ha sido tomada en cuenta en el análisis de la CNMC a pesar de ser un descriptor del desarrollo de la actividad de distribución en un territorio por no ser un buen vector comparador entre territorios. Esto es debido a que el número de municipios es muy variable en las provincias (oscilan entre 34 y 371 municipios, siendo la media 162,6 y la mediana 169,5), al tener cada una su propia ordenación territorial, y porque pueden existir uno o varios núcleos urbanos dentro de un mismo municipio – algunos con distribución de gas y otros no.

Las redes del sistema gasista (España) tuvieron, entre 2002-2019, un crecimiento anual acumulado de 5,1% en su longitud y en la gasificación de nuevos municipios del 3,8%. Esto implicó un crecimiento acumulado en PS del 3,1% y en demanda del 0,7%. Es decir, existiendo cierta correlación en los crecimientos de los diferentes parámetros, fue más acusada durante el periodo 2002-2013 que posteriormente.

Por su parte, en las redes de las Islas Baleares, que están conectada desde 2009 con el sistema peninsular mediante unas instalaciones que han sido soportadas por el conjunto de usuarios del Sistema Gasista Español, se observa que su crecimiento en la longitud de redes (9,9%) y en la gasificación de nuevos municipios (8,9%), no viene acompañado de un crecimiento similar en PS suministrado (2,4%) aunque presente un crecimiento de demanda suministrada (6,0%) importante. De hecho, mientras el crecimiento de la red fue prácticamente el doble de rápido que la del conjunto de España, el ritmo de captación de nuevos PS fue sensiblemente menor (más de 1/3 inferior) que el de España. Es decir, **las decisiones de extensión de la red en nuevos municipios, y por consiguiente la inversión requerida en construir nuevos kilómetros, obtienen una menor eficiencia al no haber logrado captar nuevos puntos de demanda al mismo ritmo** que crece la red.

Por el contrario, la situación en Canarias es distinta. En términos porcentuales se aprecia que el crecimiento en longitud de red (24%) conllevó un incremento muy superior de PS (41%) y de energía distribuida (32%). No obstante, en términos absolutos, el crecimiento obtenido en los últimos años resulta poco significativo (menos de 70 PS adicionales y menos de 34 GWh), dando claro indicios de que **la actividad en Canarias estaría prácticamente congelada y/o habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado**. De hecho, recientes desarrollos legislativos de las islas Canarias como la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, estarían dando señales para reducir el consumo de combustibles fósiles<sup>29</sup>.

En la **Tabla 6** se muestran los datos de los años 2002 y 2019 de los principales grupos empresariales que operan en el sistema gasista español. Con estos datos es posible calcular el crecimiento anual acumulado en este periodo por cada uno de los tres parámetros relevantes que explican las redes: puntos de suministro (PS), longitud de red (km) y energía distribuida (MWh).

---

<sup>29</sup> El art. 39 regula la priorización de las energías renovables sobre las basadas en combustibles fósiles en los instrumentos de ordenación ambiental, recursos naturales, territorial, urbanística y sectorial. Además, el art. 40 regula el abandono de las energías de origen fósil en las admin. públicas de Canarias, y el art. 45 la reducción de la generación eléctrica con combustibles fósiles.

Para lograr una eficiencia económica, tanto para el sector en su conjunto como para cada una de las empresas implicadas, un crecimiento en la longitud de la red (km) debe ir acompañado de un crecimiento similar en la demanda de la propia red, ya sea conectando a nuevos usuarios (PS) o incrementando la energía canalizada por la red (MWh).

De lo contrario, si la empresa decide invertir en extender la longitud de red, pero, a la par, no se incrementa la demanda en términos equivalentes, se incurriría en una ineficiencia económica al desaprovechar el potencial de la propia red construida y, en consecuencia, elevando innecesariamente el coste de la red por PS conectado o MWh distribuido.

Por lo tanto, **con el fin de evaluar las decisiones de inversión** de las empresas distribuidoras en términos de eficiencia económica resulta necesario comparar el crecimiento anual acumulado de los kilómetros construidos contra el de la demanda captada (usuarios y energía) en el mismo periodo.

**Tabla 6. Datos y crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2019.**

Grupo empresarial	Área	Puntos de Suministro PS		Longitud de red km		Energía distribuida MWh		Crecimiento anual acumulado 2002-2019		
		2002	2019	2002	2019	2002	2019	PS	km	MWh
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>4.487.741</b>	<b>7.322.946</b>	<b>29.989</b>	<b>65.971</b>	<b>171.400.308</b>	<b>183.199.400</b>	<b>2,9%</b>	<b>4,7%</b>	<b>0,4%</b>
G. Redexis	P/I	273.797	617.970	1.546	8.054	3.675.699	15.156.671	4,9%	10,2%	8,7%
Redexis S.A.	P/I	230.840	519.635	1.041	6.234	2.699.628	12.790.362	4,9%	11,1%	9,6%
R.S.A: Península	P	155.742	406.886	793	4.998	2.289.628	11.692.101	5,8%	11,4%	10,1%
R.S.A: Baleares	I	75.098	112.749	248	1.236	410.000	1.098.261	2,4%	9,9%	6,0%
GARE Canarias (*)	I	-	79	-	10	-	41.910	N/A	N/A	N/A
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>		<b>4.761.538</b>	<b>7.940.995</b>	<b>31.535</b>	<b>74.035</b>	<b>175.076.007</b>	<b>198.397.982</b>	<b>3,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>0,7%</b>

Nota (\*): GARE Canarias inicia operación en 2008.

Fuente: CNMC y Petición de Información.

A lo largo de este periodo, el grupo Redexis ha tenido un crecimiento de la longitud de su red muy superior al resto de grupos (tasa anual acumulada del 10,2% vs 4,7%). Dentro de este grupo se observa que la empresa distribuidora Redexis S.A. tuvo un crecimiento superior al 11%, y de manera desagregada, la tasa de crecimiento anual acumulada en Baleares alcanzó casi el 10%. **Todos estos valores son muy superiores a los observados para el resto de las empresas distribuidoras.**

No obstante, los niveles de crecimiento de la extensión de red observados en el grupo Redexis **no tienen su reflejo en términos de captación de nueva demanda.** De hecho, el crecimiento anual acumulado de Redexis S.A. en Baleares no alcanza ni un 2,5% en nuevos consumidores, y apenas llega a un 6% de energía distribuida adicional.

Dicho lo anterior, es necesario recordar que el inductor de coste más relevante, tanto a nivel de CAPEX como de OPEX, es la longitud de red (km) puesto que un mayor desarrollo de kilómetros de red implica necesariamente un mayor coste tanto en inversión como en la operación de la red; así, un excesivo crecimiento en este apartado necesariamente implica unos mayores costes.

## 1.2. Ratios de evolución de la red. Años 2002 vs 2019.

Con la información de la **Tabla 6** se calculan unas ratios de la configuración de la red existente en el año 2002 y en el año 2019; estas ratios, que se representan en la **Tabla 7**, se interpretan de manera análoga a las ratios presentadas en la **Tabla 3**.

Al comparar las ratios que describen la configuración de la red del año 2002 contra las ratios del año 2019, es posible determinar la evolución, en términos de eficiencia, de las decisiones adoptadas en los últimos 17 años por los principales grupos empresariales del sector gasista. Así, **un empeoramiento de las ratios podría asociarse de manera directa a una menor eficiencia en el aprovechamiento del potencial de las redes de distribución** que se han ido construyendo y a la disparidad entre los crecimientos de la longitud de red (km) y del suministro de demanda captado (PS y MWh).

**Tabla 7. Ratios de Configuración de red. Años 2002 vs 2019.**

Grupo empresarial	Área	Año 2002				Año 2019			
		Consumo unitario	Densidad de red		Energía distribuida	Consumo unitario	Densidad de red		Energía distribuida
		MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/PS	MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/km
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		38	6,7	150	5.715	25	9,0	111	2.777
G. Redexis	P/I	13	5,6	177	2.378	25	13,0	77	1.882
Redexis S.A.	P/I	12	4,5	222	2.593	25	12,0	83	2.052
R.S.A: Península	P	15	5,1	196	2.887	29	12,3	81	2.339
R.S.A: Baleares	I	5	3,3	303	1.653	10	11,0	91	889
GARE Canarias (DISA)	I	0	0,0	0	0	531	132,6	8	3.999
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		37	6,6	151	5.552	25	9,3	107	2.680

Fuente: CNMC

Con el objetivo de analizar con mayor profundidad las ratios en cuestión, se presentan los siguientes diagramas de dispersión en los que se observa gráficamente las posiciones relativas de la configuración de red – del año 2002 y del año 2019 – de cada uno de los principales grupos empresariales gasistas

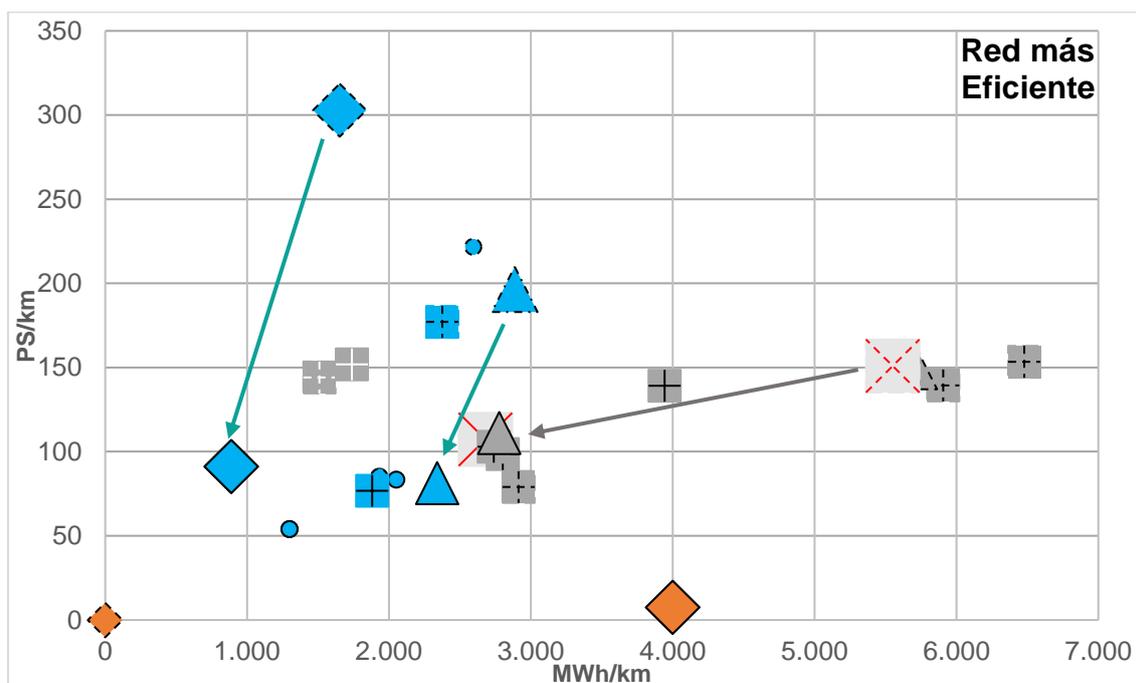
y otros conjuntos relevantes para el análisis (empresas incumbidas, total sector y total cotejables en Península). La **Tabla 8** muestra las leyendas utilizadas<sup>30</sup>.

**Tabla 8. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión.**

Etiqueta	2002	2019	Etiqueta	2002	2019
Emp. Grupo REDEXIS	●	●	Emp. Otros Grupos	●	●
REDEXIS S.A: Península	▲	▲	Otro Grupos Empresariales	■	■
REDEXIS S.A: Baleares	◆	◆	Total Península (s/ RDX)	▲	▲
Grupo REDEXIS	■	■	Total sector	■	■
G. DISA - GARE	◆	◆			

Fuente: CNMC

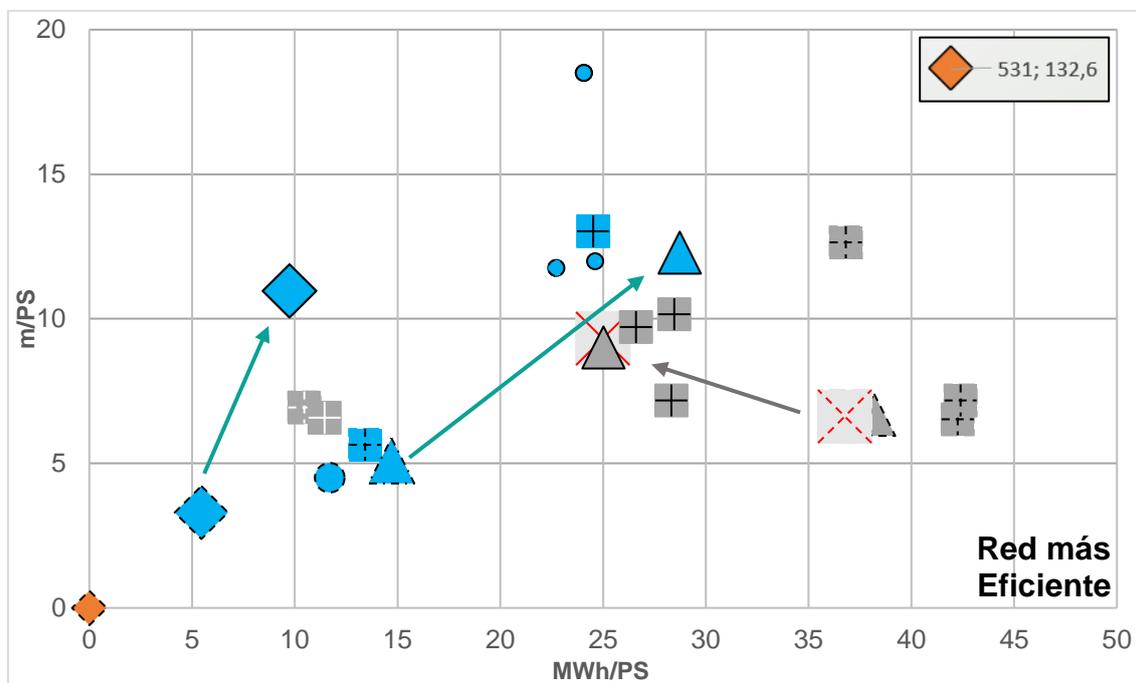
**Gráfico 5. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).**



Fuente: CNMC

<sup>30</sup> En relación con las formas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. En relación con los colores: el gris representa a las empresas del sector; el naranja a GARE y el azul, a Redexis. Con relación al tipo de línea: la discontinua se refiere al año 2002 y la continua al 2019.

**Gráfico 6. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019.  
Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y).**



Fuente: CNMC

En el Gráfico 5 se observa que la gran mayoría de grupos del sector han perdido eficiencia, principalmente en términos de **Energía distribuida** (MWh/km) – interpretado por un desplazamiento horizontal de derecha a izquierda. De manera global, el sector (aspa roja) ha reducido la energía distribuida por km de red en casi un 50% al pasar de 5.552 MWh/km en 2002 a 2.680 MWh/km en 2019. Es decir, de media, **cada nuevo km de red de distribución construido suministra menos energía que la red existente en 2002.**

Por otro lado, al analizar la eficiencia en términos de **Densidad de red** – interpretado por un desplazamiento vertical de arriba hacia abajo – se observa que las leyendas pertenecientes a la empresa Redexis S.A. son las que muestran mayor deterioro. Así, mientras los territorios de esta empresa que se ubican en la península (triángulo azul) reducen la densidad de su red en más del 50%, pasando de casi 200 PS/km en 2002 a 81 PS/km en 2019; en el territorio Balear (rombo azul), **su reducción es cercana al 70%**, al pasar de más de 300 PS/km en 2002 a 91 PS/km en 2019, siendo la más significativa de todas.

Con relación al **Consumo unitario** (MWh/PS), ubicado en el eje horizontal del gráfico, se observa que la gran mayoría de grupos empresariales reducen eficiencia – interpretado por un desplazamiento horizontal de derecha a izquierda. De hecho, el sector pasa de

consumos unitarios de 37 MWh/PS en 2002 a 25 MWh/PS en 2019. En otras palabras, los PS captados tienen un consumo unitario inferior al existente en 2002. Por otro lado, los marcadores de la empresa Redexis S.A. parecen aumentar su consumo unitario, incluso duplicando las ratios observadas en 2002. El mayor incremento en valor se observa en los territorios de la península (triángulo azul) que pasa de 15 MWh/PS en 2002 a 29 MWh/PS en 2019, mientras que el territorio Balear pasa de 5 MWh/PS en 2002 a 10 MWh/PS en 2019.

Finalmente, en términos nuevamente de **Densidad de red**, pero ahora poniendo el foco en los metros necesarios para suministrar un punto de suministro (m/PS), destacan de nuevo los marcadores de la empresa Redexis S.A. en su reducción de eficiencia – interpretado por un desplazamiento vertical de abajo hacia arriba – al más que duplicar las ratios de sus redes en territorios peninsulares (pasando de 4,5 m/PS en 2002 a 12 m/PS en 2019) y, al más que triplicar los metros requeridos en la red del territorio Balear (pasando de 3,3 m/PS en 2002 a 11 m/PS en 2019).

Cabe señalar que el análisis de evolución de la configuración de red no pudo realizarse para la empresa GARE (rombo naranja) puesto que no existían redes de distribución gasista en el año 2002 (por esa razón su marcador se encuentra en el punto 0,0). No obstante, al analizar sus ratios del año 2019, se observa claramente la poca semejanza que existen entre las redes de esta empresa incumbida y con las redes del resto de las empresas del sector.

## 2. Análisis de los Costes declarados

Ante la falta de una información regulatoria de costes de la actividad de distribución que pudiera aportar información histórica sobre la actividad y sus empresas<sup>31</sup>, fue necesario solicitar datos técnicos y económicos (información económica-financiera de asignación de los costes e ingresos) a todas las empresas distribuidoras de gas con actividad tanto en territorio insular como peninsular (estos últimos para efectos comparativos) para la adecuada realización de este análisis.

Dentro de la documentación solicitada, además de la declaración responsable sobre la información presentada, se requirió información técnica y económica de las sociedades. Adicionalmente, con el fin de poder identificar aquellos costes propios de la actividad de distribución retribuida por las Metodologías del Anexo X de la Ley 18/2014 y la Circular 4/2020 se solicitó separar la información de aquellas subactividades embebidas en la actividad de distribución que tienen

---

<sup>31</sup> Esta Comisión está desarrollándola a raíz de lo dispuesto en la Disposición Adicional Séptima de la Circular 4/2020.

precio regulado o régimen económico propio (por ejemplo: acometidas, derechos de alta, servicios de verificación y comprobación instalaciones, alquiler de contadores, etc.). Asimismo, con el fin de poder determinar los costes de un territorio específico, para aquellas empresas que desarrollaban su actividad en varios territorios se solicitó que la información fuese repartida/asignada en función de donde se ubicaba la red de distribución.

Analizada la información recibida, se optó que los análisis se enfocarán exclusivamente en la actividad de Distribución retribuida por Anexo X de la Ley 18/2014 / Circular 4/2020 (en adelante, Distribución Retribuida por la Circular) durante el periodo 2018-2019, periodo que además coincidía con el periodo utilizado para el análisis de costes de la Circular 8/2020, de Valores Unitarios para transporte y regasificación.

## 2.1. Identificación de los costes de la red

### Costes de Inversión o CAPEX

Se entienden como costes de inversión todos aquellos gastos relacionados con la fabricación, instalación y puesta en servicio de las instalaciones de red. Para el cálculo comparativo del CAPEX de las distintas empresas, entre territorio insular y peninsular, se emplea el valor histórico del inmovilizado bruto no financiero de cada una de ellas<sup>32</sup>. Este criterio es el mismo que se utilizó en el informe Redexis/Deloitte.

En la **Tabla 9** se observan los importes del Inmovilizado Bruto no financiero – para la subactividad Distribución Retribuida por la Circular (AR-G-60) como la mejor aproximación de los costes de inversión (CAPEX) de los años 2018-2019.

---

<sup>32</sup> Las otras alternativas para el cálculo que se contemplaban: a) “Altas anuales en inmovilizado”: En puridad este criterio sería el más adecuado pues representan las inversiones que se realizan cada año; no obstante, el hecho de disponer únicamente de información financiera de los últimos 4 años (2016-2019) distorsiona las conclusiones pues se caería en error de asumir que el ritmo de inversión (ya sea alto o bajo) de este periodo representa fielmente los costes de inversión de las empresas; y, b) “Inmovilizado Neto no financiero”: Este criterio tiene las desventajas de no tener en cuenta la totalidad de las inversiones realizadas sino únicamente el inmovilizado que no se ha depreciado aún y que se estaría asumiendo un nivel de depreciación idéntico para todas las empresas, lo cual es poco representativo de la realidad.

**Tabla 9. Costes de inversión (CAPEX) a considerar en la subactividad  
Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60.**

en Euros (€)		Inmovilizado bruto (en AR-G-60)		
Grupo	Área	2018	2019	Promedio 2018-2019
<b>Península (sin G. Redexis)</b>	P	12.101.565.570	11.927.911.482	<b>12.014.738.526</b>
G. Redexis	P/I	930.300.291	981.945.552	<b>956.122.921</b>
Redexis S.A: Península	P	571.224.610	605.692.755	<b>588.458.682</b>
Redexis S.A: Baleares	I	150.808.198	161.705.630	<b>156.256.914</b>
<del>Redexis S.A: Canarias</del>	<del>I</del>	<del>281.054</del>	<del>281.467</del>	<del>281.260</del>
GARE Canarias (G. DISA)	I	3.753.330	3.779.761	<b>3.766.545</b>
<b>TOTAL</b>		<b>13.035.619.191</b>	<b>12.913.636.795</b>	<b>12.974.627.993</b>

*Fuente: Datos calculados por CNMC según datos aportados por las empresas.*

Finalmente, cabría señalar que la empresa Redexis S.A. tiene unos activos residuales en la comunidad autónoma de Canarias que, al tratarse de activos residuales, no serán tenidos en cuenta para los análisis posteriores como una entidad individual.

### Costes operativos u OPEX

Se entienden como costes operativos (OPEX) todos aquellos costes/gastos relacionados con la operación y mantenimiento de las instalaciones de red. Para el cálculo comparativo del OPEX de las distintas empresas, entre territorio insular y peninsular, se emplean, por coherencia, los importes declarados por las empresas en las 17 tipologías de costes que fueron admitidos para la actividad de transporte por la Circular 8/2020, entre los que se incluyen los siguientes: personal, compras, suministros, tributos, arrendamientos, seguros, cánones, reparación y conservación, otros servicios exteriores, y otros gastos de explotación. Asimismo, tal y como realizó la Circular 8/2020 para el transporte, se minoraron de estas partidas los ingresos que corresponden a los trabajos realizados por la empresa para el inmovilizado (TREI).

En la Tabla 10 se observan los importes de los costes de operación para la subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60 – de los años 2018-2019.

**Tabla 10. Costes de operación (OPEX) a considerar en la subactividad  
Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60.**

en Euros (€)		Costes operativos en Distribución Retribuida por la Circular - AR-G-60		
Grupo	Área	2018	2019	Promedio 2018-2019
<b>Península</b> (sin G. Redexis)	P	434.418.000	353.284.000	<b>393.851.000</b>
G. Redexis	P/I	28.795.408	21.838.121	<b>25.316.765</b>
Redexis S.A. Península	P	19.547.013	13.525.172	<b>16.536.092</b>
Redexis S.A.: Baleares	I	6.975.702	5.850.639	<b>6.413.170</b>
<del>Redexis S.A.: Canarias</del>	<del>I</del>	<del>-14.100</del>	<del>0</del>	<del>-7.050</del>
GARE Canarias (G. DISA)	I	256.706	304.417	<b>280.562</b>
<b>TOTAL</b>		<b>463.470.114</b>	<b>375.426.538</b>	<b>419.448.326</b>

*Fuente: Datos calculados por CNMC con base en los datos aportados por las empresas*

Al igual que sucede con los costes de inversión de los activos residuales de la empresa Redexis S.A. en Canarias, estos costes residuales no serán tenidos en cuenta para los análisis posteriores.

## 2.2. Ratios según los costes declarados

Como se ha observado en los epígrafes anteriores, cada empresa y grupo empresarial tienen unos costes y una configuración de red un tanto heterogéneas, por lo que, con el fin de poder compararlas entre sí, es necesario calcular unas ratios con base en la información declarada: Configuración de red (Tabla 3), Costes de Inversión (**Tabla 9**) y Costes operativos (Tabla 10).

Con relación a los costes de inversión (CAPEX), es preciso recordar que estos hacen referencia al coste promedio observado en el Inmovilizado bruto no financiero en la subactividad Distribución Retribuida por la Circular (AR-G-60) en los años 2018-2019, mientras que los costes operativos (O&M) se refieren al promedio observado de costes de operación y mantenimiento en el mismo periodo.

Así, al dividir estos importes entre cada uno de los tres parámetros que explican la configuración de la red de distribución de las empresas, se obtienen las ratios: el coste por cada punto de suministro que atiende la red (€/PS), el coste por cada kilómetro de red construido (€/km) y el coste por cada unidad de energía canalizada en la red (€ / MWh).

**Tabla 11. Ratios de costes: CAPEX y OPEX. Promedio 2018-2019.**

<i>en subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60</i>		Promedio 2018-2019			Promedio 2018-2019		
Grupo empresarial	Área	Ratios de CAPEX			Ratios de OPEX		
		€/PS	€/km	€/MWh	€/PS	€/km	€/MWh
<b>Península (sin G. Redexis)</b>		<b>1.643,9</b>	<b>182.520,4</b>	<b>65,1</b>	<b>53,9</b>	<b>5.983,1</b>	<b>2,1</b>
G. Redexis	P/I	1.584,8	122.650,3	64,8	42,0	3.247,6	1,7
Redexis S.A.	P/I	1.473,1	123.912,6	60,1	45,4	3.815,9	1,9
R.S.A: Península	P	1.490,6	122.169,6	52,0	41,9	3.433,0	1,5
R.S.A: Baleares	I	1.408,2	130.699,5	146,0	57,8	5.364,2	6,0
GARE Canarias (DISA)	I	51.245,5	359.437,5	89,8	3.817,2	26.773,7	6,7
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		<b>1.639,9</b>	<b>176.207,1</b>	<b>65,1</b>	<b>53,0</b>	<b>5.696,5</b>	<b>2,1</b>

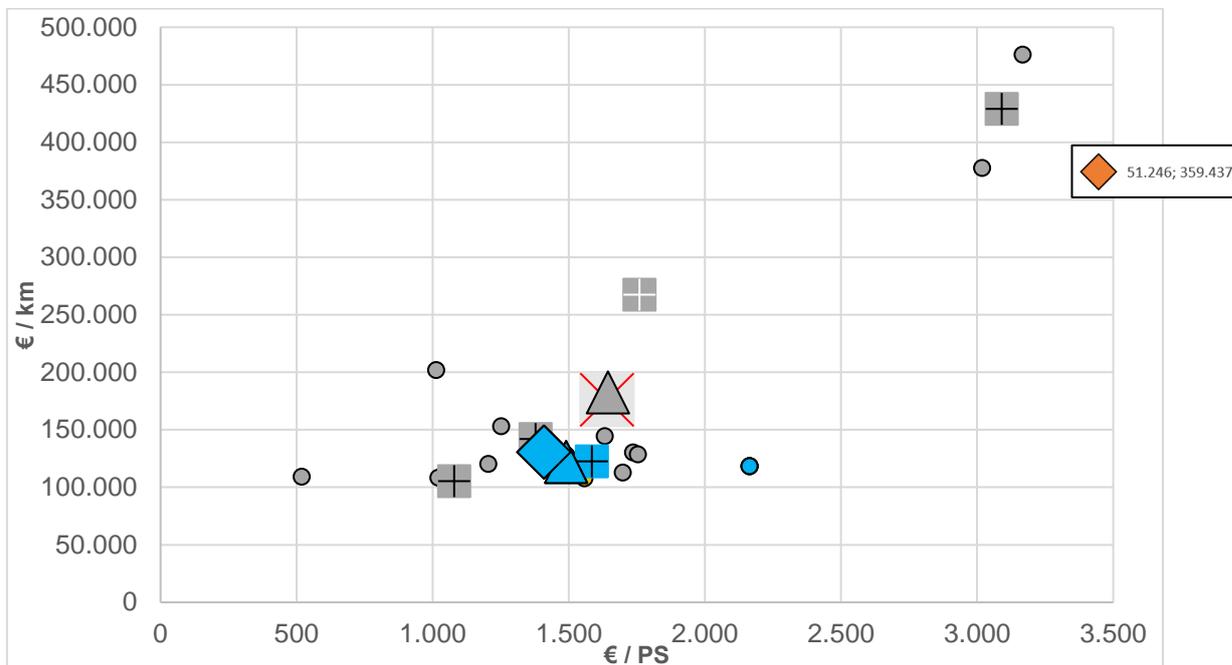
*Fuente: CNMC según información aportada por las empresas*

Con el objetivo de analizar los ratios en cuestión se presentan los siguientes diagramas de dispersión<sup>33</sup> en los que se observa gráficamente las posiciones relativas de los costes por unidad de medida de cada uno de los principales grupos empresariales gasistas, así como las empresas que las conforman. La **Tabla 4**Tabla 8 muestra las leyendas que son utilizadas<sup>34</sup>.

<sup>33</sup> Se presentan únicamente los ratios de coste por kilómetro (€/km) y coste por punto de suministro (€/PS) al ser los inductores que mejor explican los costes asociados (de construcción, de operación y de mantenimiento). En otras palabras, el incremento de la red en un kilómetro (km) o en punto de suministro (PS) genera un incremento del coste total; esto no ocurre necesariamente con el incremento en un MWh de la energía canalizada (€/MWh) por la red.

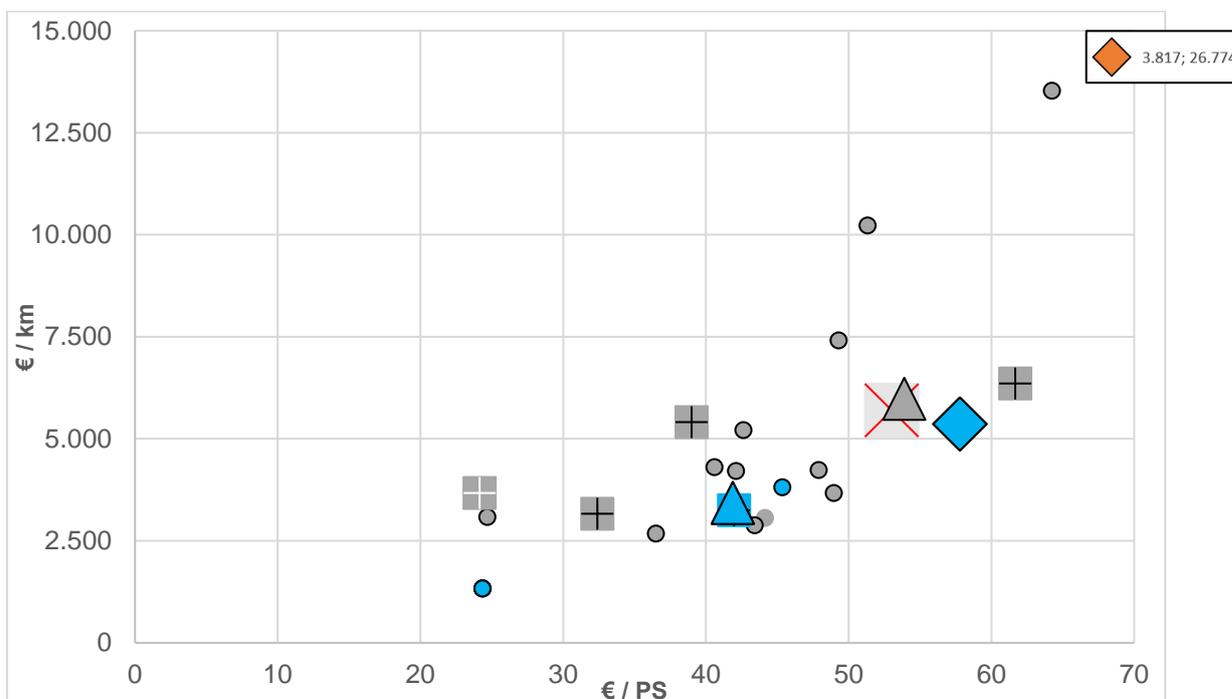
<sup>34</sup> En relación con las formas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. En relación con los colores: el gris representa a las empresas del sector; el naranja a GARE y el azul, a Redexis.

**Gráfico 7. Diagrama de dispersión de las Ratios de CAPEX. Promedio 2018-2019. Coste por kilómetro construido (eje X) vs Coste por punto de suministro (eje Y).**



Fuente: CNMC

**Gráfico 8. Diagrama de dispersión de las Ratios de OPEX. Promedio 2018-2019. Coste por kilómetro construido (eje X) vs Coste por punto de suministro (eje Y).**



Fuente: CNMC

El **Gráfico 7** muestra las **ratios asociadas al CAPEX**, siendo el eje vertical el coste de inversión por kilómetro construido (€/km) y el eje horizontal el coste de inversión por punto de suministro (€/PS). En ambos casos, el grupo Redexis muestra unos costes unitarios inferiores a los observados en el total del sector y en la agregación de empresas cotejables en la península (en adelante Península).

En lo que respecta al primer parámetro (€/km), el total del sector tiene un coste unitario de más de 176.000 €/km construido, mientras que en la Península el coste se eleva por encima de los 182.500 €/km; por su parte, el grupo Redexis muestra un coste unitario de casi 124.000 €/km en todos sus territorios; es decir, más de un 30% menor en ambos casos.

En este sentido, las redes de Redexis S.A. ubicadas en territorio peninsular (R.S.A: Península: 122.170 €/km) presentan un coste unitario inferior al observado en territorio Balear (R.S.A: Baleares: 130.700 €/km). No obstante, cabe señalar que en términos globales **la red de Baleares muestra un coste unitario por kilómetro muy inferior al observado en el total del sector y en la Península**, en más de 45.000 €/km y casi 52.000 €/km, respectivamente.

En cuanto al segundo parámetro (€/PS), el coste unitario por punto de suministro observado en la red de Baleares (1.408 €/PS) **también es muy inferior al observado en la Península y en el total sector** (1.643 €/PS y 1.639 €/PS, respectivamente), e incluso, también resulta inferior al observado en las redes de Redexis S.A. ubicadas en territorio peninsular (1.490 €/PS) y al observado en el grupo Redexis en todos sus territorios (1.585 €/PS).

Las **ratios asociadas al OPEX** se muestran en el **Gráfico 8**, siendo el eje vertical el coste operacional por kilómetro (€/km) y el eje horizontal el coste operacional por punto de suministro (€/PS). En ambos casos, tanto el grupo Redexis como la empresa Redexis S.A. muestran unos **costes unitarios inferiores** al total sector y a la Península.

Los **costes unitarios de las Islas Baleares, tanto en términos de €/km y €/PS, se ubican próximos al total del sector y a la Península**. Con relación al primero (€/km), se observa incluso que el coste unitario de Baleares (5.384 €/km) es **inferior** al observado para el total del sector (aprox. 5.700 €/km) y al observado en la Península (aprox. 6.000 €/km). En lo que respecta a la segunda ratio – coste operacional por punto de suministro (€/PS) –, la ratio de Baleares (58 €/PS) es ligeramente superior a las de total del sector y Península (53 €/PS y 54 €/PS, respectivamente), pero inferiores a la ratio de otros grupos.

En lo que respecta a las ratios de **las redes de GARE Canarias, tanto en CAPEX como en OPEX, se observan unos niveles de coste muy superiores al resto de empresas**. En ambos casos, es imposible incluir el marcador en el gráfico de dispersión debido a sus altos costes unitarios. Por poner un ejemplo, el coste de inversión y el coste operacional por punto de suministro supera los 51.000 €/PS en el primero (total sector: 1.640 €/PS) y está próximo a los 3.900 €/PS en el segundo (total sector: 53 €/PS).

Una vez analizadas las ratios de costes de las empresas principales del sector gasista, **no se observa un supuesto sobrecoste en las redes de Baleares** con relación al resto de las empresas ubicadas en la península. Tal y como muestran los gráficos anteriores, los costes unitarios calculados para las Islas Baleares se localizan en su gran mayoría por debajo del total sector, y siempre por debajo de otras empresas y grupos empresariales que realizan su actividad en la península.

Por el contrario, tal y como se mencionó en párrafos anteriores, la empresa GARE Canarias muestra unos costes unitarios muy superiores al resto de las empresas distribuidoras, tanto en CAPEX como en OPEX.

### 3. Análisis de la Retribución percibida

Con el fin de conocer la relación entre la retribución regulada percibida por las empresas distribuidoras gasistas y cada uno de los elementos característicos que configuran sus redes (puntos de suministro, longitud de red y energía distribuida), se realiza un análisis de ratios similar al elaborado en el apartado anterior: Análisis de los costes declarados.

#### 3.1. Identificación de los importes de la retribución percibida

En un primer paso, se identifican los importes asociados a la retribución regulada del periodo 2018-2019 cuyo alcance corresponde a la subactividad Distribución Retribuida por la Circular (AR-G-60), por lo que aquellos ingresos correspondientes a otras subactividades realizadas por las empresas (descritas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** no estarían incluidos en este análisis, ni tampoco estaría incluida la compensación retribuida en concepto de extracoste de GLP.

La **Tabla 12**, muestra los importes de la retribución percibida por cada uno de los principales grupos empresariales del sector, así como las ratios calculadas con base en el Promedio 2018-2019 y cada uno de los elementos relevantes que describen la configuración de red, cuyos valores se introdujeron en la **Tabla 3**.

**Tabla 12. Retribución percibida y Ratios de retribución. Promedio 2018-2019.**

Grupo empresarial		Área	Retribución percibida por la Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60 (en euros)			Ratios de Retribución (2018-2019)		
			2018	2019	Retribución promedio 2018-2019	PS	Long. de red	Energía distribuida
			[1]	[2]	[3]	€/ PS	€/ km	€/ MWh
<b>Península (sin Redexis)</b>			<b>1.340.949.969</b>	<b>1.315.284.526</b>	<b>1.328.117.247</b>	<b>182</b>	<b>20.176</b>	<b>7,2</b>
G. Redexis	P/I		105.520.319	106.952.645	<b>106.236.482</b>	176	13.628	7,2
Redexis S.A.	P/I		89.004.736	90.250.716	<b>89.627.726</b>	177	14.907	7,2
R.S.A: Península	P		72.752.125	73.497.436	<b>73.124.781</b>	185	15.181	6,5
R.S.A: Baleares	I		16.252.611	16.753.279	<b>16.502.945</b>	149	13.804	15,4
GARE Canarias (G. DISA)(*)	I		197.411	197.279	<b>197.345</b>	2.685	18.832	4,7
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>			<b>1.446.667.699</b>	<b>1.422.434.451</b>	<b>1.434.551.075</b>	<b>181</b>	<b>19.482</b>	<b>7,2</b>

Nota (\*): No incluye el extracoste que se retribuye por concepto del GLP.

Fuente: CNMC

Con el objetivo de analizar las ratios en cuestión se presenta un diagrama de dispersión – **Gráfico 9** – en el que se observan gráficamente las posiciones relativas de la retribución por unidad de medida de cada uno de los principales grupos empresariales gasistas y de las empresas que los conforman. La **Tabla 4** muestra las leyendas que son utilizadas<sup>35</sup>.

Se grafican únicamente las ratios de euros por energía distribuida (€/MWh) y euros por punto de suministro (€/PS) al ser los inductores que mejor explican los elementos retributivos asociados, es decir, los elementos incluidos en la fórmula paramétrica del modelo retributivo de la distribución de gas natural<sup>36</sup>. En otras palabras, el desarrollo de la actividad en términos de incremento de demanda (MWh y PS) genera un incremento de la retribución a percibir; esto no ocurre necesariamente con el incremento de la longitud de la red (km) puesto que el modelo retributivo de esta actividad no determina una retribución por km de red.

Además, se grafican los parámetros retributivos de la fórmula paramétrica para establecer puntos de referencia que faciliten el análisis de las ratios obtenidas. La **Tabla 13** muestra, tanto la retribución unitaria de cada uno de dichos parámetros como los colores utilizados para representarlos en el gráfico de dispersión.

<sup>35</sup> En relación con las formas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. En relación con los colores: el gris representa a las empresas del sector; el naranja a GARE y el azul, a Redexis

<sup>36</sup> Circular 4/2020, de la CNMC.

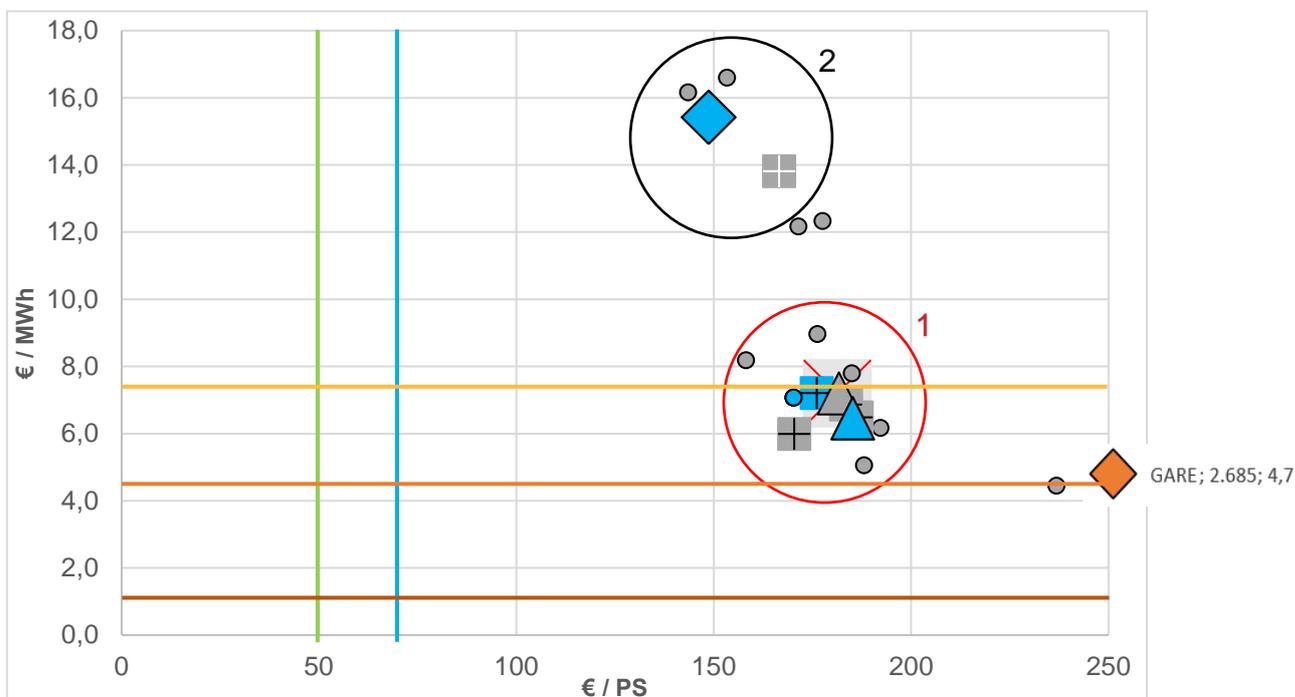
**Tabla 13. Parámetros retributivos para el periodo regulatorio en vigor (2021-2026).**

Elementos retributivos (inductores de desarrollo de la red de distribución)		Retribución unitaria		Línea en el gráfico
P. de suministro (PS)	Municipio gasificado	50,47	€/PS	
	Municipio de reciente gasificación	70,66	€/PS	
Gas suministrado (MWh)	$P \leq 4$ bar y $C \leq 50$ MWh	7,57	€/MWh	
	$P \leq 4$ bar y $50 \text{ MWh} < C \leq 8 \text{ GWh}$	4,54	€/MWh	
	$P \leq 4$ bar y $C > 8 \text{ GWh}$ o $P > 4$ bar	1,26	€/MWh	

Nota: (P)resión máxima de diseño y (C)onsumo anual.

Fuente: Circular 4/2020 de la CNMC /

**Gráfico 9. Diagrama de dispersión de las Ratios de Retribución. Promedio 2018-2019. Euros por PS (eje X) vs Euros por MWh distribuido (eje Y).**



Fuente: CNMC

De manera general, se identifican dos conjuntos de empresas/grupos: el primero (círculo rojo) que contiene el promedio del sector y la mayoría de los grupos empresariales, incluyendo el grupo Redexis y las empresas Redexis S.A. y Redexis Gas Murcia; y el segundo (círculo negro) que incluye algunas empresas que operan en la península y las redes de Baleares (propiedad de Redexis S.A.).

En lo que se refiere a la **ratio de retribución por punto de suministro (€/PS)**, ambos conjuntos **muestran valores muy similares entre sí**, pues mientras el primer conjunto se encuentra dentro de la horquilla de 155-185 €/PS, el segundo conjunto se encuentra dentro de la horquilla de 145-165 €/PS; ambos grupos de valores son muy superiores a los valores unitarios de los parámetros retributivos,

en este caso de los puntos de suministros (línea azul y línea verde). En lo que se refiere a las redes de Baleares, su valor – 149 €/PS – se encuentra próximo a los valores de otras empresas del sector que se ubican en la península.

Por el contrario, en lo que respecta a la **ratio de retribución por MWh distribuido** (€/MWh), el primer conjunto se ubica próximo a los 7 €/MWh (horquilla de 5-9 €/MWh), mientras que el segundo se ubica próximo a los 15 €/MWh (horquilla 13-17 €/MWh). Tomando como referencia las líneas horizontales (amarilla, naranja y marrón) que indican los valores unitarios de los parámetros retributivos, en este caso de la energía distribuida, se observa que el primer conjunto se ubica entre dos de éstas (líneas amarilla y naranja), mientras que el segundo conjunto se ubica muy por encima de los parámetros retributivos.

Observando el **Gráfico 4** (en el que se analiza la configuración de red de las empresas) se observa que estas mismas empresas/redes/grupo que integran este segundo conjunto se ubican en la parte baja (menos eficiente) del eje que mide el **consumo unitario** (MWh/PS) en sus redes, **lo que invita a concluir que su posición en este gráfico está directamente asociada con la menor eficiencia que presentan sus activos tal y como se explicó en el epígrafe IV.1 Análisis de la Configuración de la red.** De hecho, es un resultado esperable por el mayor peso que tiene la retribución base de distribución frente a la retribución por desarrollo en la retribución total.

Finalmente, en lo que se refiere a la empresa GARE Canarias, su representación se encuentra fuera del gráfico; su ratio de retribución por PS supera los 2.600 €/PS, justificado directamente por su bajísimo número de clientes (promedio 2018-2019: 74 clientes). Por lo tanto, esta empresa no está en línea con el resto de las empresas y grupos observados, por lo que es imposible realizar una comparación de sus ratios.

### 3.2. Análisis alternativo: Retribución resultante tras ajuste retributivo

El análisis del punto anterior toma en consideración los importes de la retribución percibida en los años 2018 y 2019; sin embargo, como **análisis alternativo**, se incluye el ajuste retributivo de la actividad de distribución del año 2020 (a aplicarse progresivamente durante el periodo regulatorio 2021-2026) según dispone la *Resolución por la que se establece el ajuste retributivo de la actividad de distribución (AAD) aplicable a las empresas que desarrollan la actividad de distribución en el periodo regulatorio 2021-2026 (expediente RAP/DE/002/20)*.

El mencionado ajuste – el cual se completaría en el año 2026 – se realiza al entenderse necesario minorar de la base retributiva parte de la correspondiente

retribución de aquellas instalaciones con puestas en servicio anterior al año 2000 cuya vida útil regulatoria habría llegado a su fin en el año 2020. El importe de este ajuste se calculó en 239.039.348 millones de euros y fue repartido entre las empresas distribuidoras actuales propietarias de dichas instalaciones a minorar.

A efectos de este análisis alternativo, la aproximación más realista para conocer la Retribución a percibir por las empresas, una vez completado el ajuste retributivo, sería **situarse en el caso más extremo posible**, es decir, calculando la retribución que correspondería al año 2026, una vez que el ajuste retributivo ya se hubiese completado. Así, minorando los importes a ajustar de la Retribución percibida en el periodo base utilizado (Promedio 2018-2019), es posible aproximar la retribución resultante del año 2026.

La **Tabla 14** muestra el proceso seguido para minorar el ajuste retributivo de la Retribución promedio percibida en el periodo 2018-2019, dando como resultado la **Retribución con ajuste retributivo** a tener en consideración; con esta última y los elementos relevantes que describen la configuración de red (cuyos valores se introdujeron en la **Tabla 3**), se calcularon unas **ratios de la Retribución ajustada** para facilitar la comparativa entre las empresas distribuidoras.

Análogamente al apartado anterior, se presenta un diagrama de dispersión – **Gráfico 10** – para facilitar su análisis y se vuelve a hacer referencia a las leyendas mostradas en la **Tabla 4**.

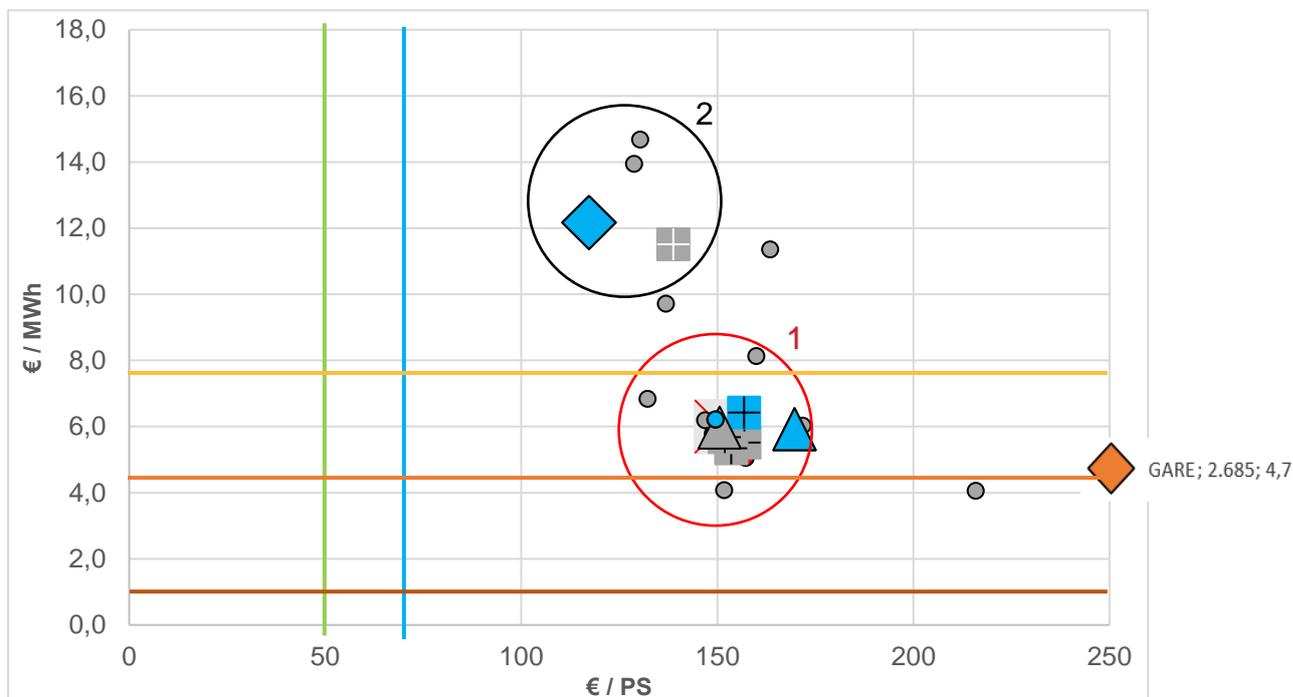
**Tabla 14. Retribución y Ratios retributivos con ajuste. Promedio 2018-2019.**

Grupo empresarial	Área	Retribución con ajuste retributivo (en euros)			Ratios de Retr. Ajustada (2018-2019)		
		Retribución promedio 2018-2019	Ajuste retributivo (en 2026)	Retribución ajustada promedio 2018-2019	PS	Long. de red	Energía distribuida
		[3]	[a]	[3] – [a] = [4]	€/ PS	€/ km	€/ MWh
<b>Península (sin Redexis)</b>		<b>1.328.117.247</b>	<b>-227.423.035</b>	<b>1.100.694.212</b>	<b>151</b>	<b>16.721</b>	<b>6,0</b>
G. Redexis	P/I	106.236.482	-11.616.311	<b>94.620.171</b>	157	12.138	6,4
Redexis S.A.	P/I	89.627.726	-9.596.229	<b>80.031.497</b>	158	13.311	6,5
R.S.A: Península	P	73.124.781	-6.110.603	<b>67.014.178</b>	170	13.913	5,9
R.S.A: Baleares	I	16.502.945	-3.485.626	<b>13.017.319</b>	117	10.888	12,2
R.S.A: Canarias	↓	0	0	<b>0</b>	-	-	-
GARE Canarias (G. DISA) (*)	I	197.345	0	<b>197.345</b>	2.685	18.832	4,7
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>		<b>1.434.551.075</b>	<b>-239.039.346</b>	<b>1.195.511.729</b>	<b>151</b>	<b>16.236</b>	<b>6,0</b>

Nota (\*): La Retribución no incluye el extracoste por concepto del GLP.

Fuente: CNMC

**Gráfico 10. Diagrama de dispersión de las Ratios de Retribución ajustada. Promedio 2018-2019. Euros por PS (eje X) vs Euros por MWh distribuido (eje Y).**



Fuente: CNMC

Al igual que el apartado anterior, es posible identificar los dos conjuntos de empresas/grupos anteriormente mencionados: el primero (círculo rojo) que contiene el promedio del sector y la mayoría de los grupos empresariales, incluyendo el grupo Redexis y las empresas Redexis S.A. y Redexis Gas Murcia; y el segundo (círculo negro) que incluye algunas empresas que operan en la península y las redes de Baleares (R.S.A. Baleares).

De manera general no se observan cambios a desatacar respecto al análisis del apartado anterior (Retribución sin ajuste), pese a que se aprecia un ligero desplazamiento – hacia abajo y hacia la izquierda del gráfico – de la gran mayoría de grupos y empresas justificado propiamente por el ajuste retributivo (implica una menor retribución a percibir). De manera excepcional, se observa que las ratios de las redes de Baleares (rombo azul) se despegaron del resto de empresas peninsulares; este desplazamiento más agudo se debe principalmente a los importes aplicados en el ajuste para cada empresa, lo que invita a concluir que, en la red de Baleares, los activos anteriores al año 2000 suministran un mercado con mayor importancia relativa que en el resto de las empresas que conforman el segundo conjunto. Circunstancia coherente con lo observado en el epígrafe IV.1 Análisis de la Configuración de la red, donde se observaba que,

entre 2002 y 2019, en las redes de Baleares se deterioraron fuertemente los ratios de puntos de suministro y energía distribuida por km de red en servicio).

La posición de la empresa GARE Canarias resulta ser idéntica al análisis del apartado anterior puesto que al no tener activos anteriores al año 2000 no se aplicó ajuste retributivo alguno en su retribución.

#### 4. Análisis de los Estados Financieros

Con el fin de conocer la situación financiera de los principales grupos empresariales del sector, se realiza un análisis de las cuentas de pérdidas y ganancias (en adelante Cuenta P/G) del periodo 2017-2020 (se utiliza este periodo para ser coherente con el análisis que se ha realizado en los otros análisis - 2018-2019 - ampliando en más/menos un año), tanto de las cuentas anuales a nivel empresa (considerando todas las actividades que realiza la empresa) como aquellas cuentas anuales que informan exclusivamente sobre la actividad de distribución.

La **Tabla 15** muestra los promedios de la Cifra de Negocio (CdN) del periodo 2017-2020, tanto a nivel “Total empresa” como a nivel de “Actividad de distribución”; luego, se puede inferir el peso que tiene la actividad de distribución.

Es posible concluir la gran relevancia de la **actividad de distribución** en estas empresas – al observarse unos pesos superiores al 78% - y, por lo tanto, que **sus decisiones estratégicas y operativas atañen principalmente a esta actividad**. Atendiendo a lo anterior, se realiza un análisis sobre los datos totales de la empresa (perspectiva Total de empresa) y, posteriormente, un análisis adicional sobre los datos observados que atañen únicamente a la actividad de distribución.

**Tabla 15. Promedio 2017-2020 de la Cifra de Negocio<sup>37</sup> de los principales grupos empresariales.**

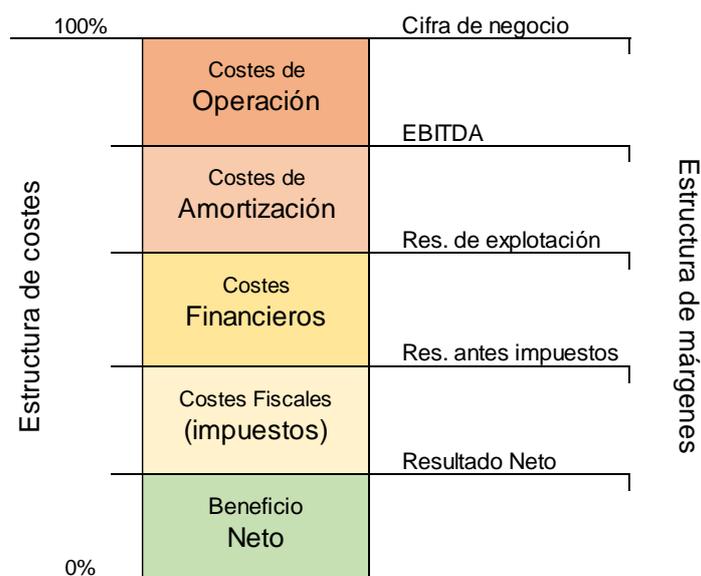
<i>En miles de €</i>	Promedio de Cifra de negocio		
	Total empresa	Act. Distribución	Peso (%)
Grupos empresariales	[1]	[2]	[2 / 1]
<b>Península (sin Redexis)</b>	<b>6.332.997</b>	<b>5.408.826</b>	<b>85%</b>
G. Redexis	647.847	517.305	80%
Redexis S.A.	552.360	431.441	78%
GARE Canarias (G. DISA)	7.868	7.868	100%
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>	<b>6.988.712</b>	<b>5.933.999</b>	<b>85%</b>

Fuente: SICSE

<sup>37</sup> A la cifra de negocio se le minoran los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales.

En este apartado se analiza la estructura de costes de la Cuenta P/G y la estructura de márgenes derivados de éstos. Con el fin de ilustrar los elementos que componen la Cuenta P/G, se incluye la **Ilustración 2**, en la que por una parte se muestran las agrupaciones de costes principales, y por otra, los Resultados (o márgenes) resultantes.

**Ilustración 2. Diagrama simplificado de los elementos de la Cuenta de P/G.**



*Fuente: Elaboración Propia*

Debido a la heterogeneidad de los valores observados en las Cifras de Negocio (ver **Tabla 15**), se calculan los pesos correspondientes de estos elementos con relación a la Cifra de Negocio (100%).

**4.1. Perspectiva de la empresa**

Como ya se ha comentado en párrafos anteriores, **la actividad de distribución es la actividad principal de la mayoría de las empresas**; este primer apartado se enfocará en analizar la estructura de costes en su conjunto (sin diferenciar entre las actividades que realizan las empresas). De esta manera, se pueden observar la totalidad de costes, y operaciones intragrupo (matriz/filial) que se llevan a cabo. Además, solo de esta forma es posible **observar los dividendos pagados** a los accionistas, los cuales se reparten a nivel “Total empresa” y no por cada una de las actividades realizadas.

#### 4.1.1 Estructura de costes según la Cuenta P/G

La **Tabla 16** muestra los pesos relativos de los costes de la Cuenta P/G con respecto a la Cifra de Negocio (valores en **Tabla 15**). Cabe recordar que los datos utilizados corresponden al promedio del periodo 2017-2020; así, la suma de todas estas columnas representa el 100% (Cifra de negocio).

**Tabla 16. Estructura de costes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G)<sup>38</sup> con relación a la Cifra de Negocio (CdN). Promedio 2017-2020.**

%	Estructura de Costes (Promedio 2017-2020)					Resultado Neto sobre CdN
	Costes de Operación sobre CdN	Otros Costes de Operación sobre CdN(*)	Costes de Amortización sobre CdN	Costes Financieros sobre CdN	Costes fiscales sobre CdN	
Península (sin Redexis)	25%	-4%	33%	5%	8%	33%
G. Redexis	20%	-0,1%	54%	14%	5%	8%
Redexis S.A.	20%	-0,1%	52%	15%	5%	8%
GARE Canarias (DISA)	101%	1,8%	10%	1,1%	-4%	-10%
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>	<b>25%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>35%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>	<b>30%</b>

Nota: Los costes con porcentajes negativos representan Ingresos.

(\*) Otros costes de Operación se refiere específicamente a la cuenta "Resultados por enajenaciones y otras".

Fuente: SICSE

Una vez determinados estos pesos, cabe destacar especialmente los Costes de Operación, cuyos valores oscilan principalmente entre el 20-30%. En lo que respecta a las empresas incumbidas, se observa que la empresa Redexis S.A. (20%) tiene unos **costes de operación un tanto menores** que el resto de grupos empresariales y que el conjunto del sector (25%), por lo que se puede concluir que los costes operativos de Redexis S.A., **están en línea con el resto de las empresas.**

No obstante, la situación de la empresa GARE Canarias es muy diferente puesto que sus costes de operación superan al 100% de la cifra de negocio, lo que significa que sus ingresos promedios no son suficientes ni siquiera para cubrir sus costes operacionales.

En lo que respecta el resto de los costes observados (amortización, financieros y fiscales) se observan diferencias entre los grupos/empresas **motivadas principalmente por las políticas y estrategias empresariales particulares** de cada una de ellas; por este motivo, y dado que las empresas son libres y

<sup>38</sup> Los Costes de operación se calculan como la diferencia entre la Cifra de negocio y el Resultado de explotación (EBIT) minorando la Amortización del inmovilizado y la cuenta titulada "Resultados por enajenaciones del inmovilizado y otras"; los Costes de amortización corresponden al importe de la cuenta "Amortización del inmovilizado"; los Costes financieros se calculan como la diferencia entre el Resultado antes de Impuestos (EBT) y el Resultado de explotación (EBIT); el Resultado neto corresponde al Resultado del ejercicio minorando los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales a la empresa matriz.

autónomas para adoptar las políticas y estrategias<sup>39</sup> que mejor se adapten a sus necesidades, este análisis se limita a destacar únicamente los costes relativos a la operación.

#### 4.1.2 Estructura de márgenes y dividendos según la Cuenta P/G

Una vez analizada la estructura de costes de la Cuenta P/G, es posible determinar la estructura de los resultados (márgenes) derivados de dichos costes. En este apartado se analizan los diferentes Resultados obtenidos con respecto a la Cifra de Negocio; entre estos resultados se destacan el EBITDA<sup>40</sup> y el Resultado Neto. Adicionalmente, se analiza el porcentaje de los Dividendos repartidos por estas empresas a sus accionistas.

En términos generales, el EBITDA es el indicador más relevante en este análisis puesto que representa el Resultado del ejercicio una vez minorados únicamente los costes operacionales del periodo. Por otro lado, conviene recordar que el **Resultado Neto está afectado por las políticas y estrategias** (en materia financiera, fiscal y de amortización) que cada una de las empresas o grupos empresariales deseen adoptar, por lo que este valor serviría únicamente como un indicador de referencia global y ayudaría a poner en relieve el porcentaje de dividendos pagados a los accionistas. Con relación a esto último, cabe señalar que, generalmente, se espera que la cantidad de Dividendos que se reparten a los accionistas sea menor al Resultado Neto obtenido puesto que los dividendos tienen principalmente su origen en los beneficios alcanzados por la empresa.

La **Tabla 17** muestra los pesos relativos de los Resultados de la Cuenta P/G con respecto a la Cifra de Negocio (valores en **Tabla 15**). Cabe recordar que los datos utilizados corresponden al promedio del periodo 2017-2020.

---

<sup>39</sup> Por ejemplo, corresponde a las propias empresas la adopción del método/ritmo de amortización de sus activos (método acelerado, lineal), la elección de sus estrategias de financiación (a través de la matriz, aumentando el patrimonio o solicitando préstamos bancarios) así como de sus estrategias fiscales (en las que se reciben compensaciones fiscales o no).

<sup>40</sup> “Resultado antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización” (siglas en inglés: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*).

**Tabla 17. Estructura de márgenes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G)<sup>41</sup> y Dividendos pagados con relación a la Cifra de Negocio (CdN) . Promedio 2017-2020.**

Grupo empresarial	Estructura de Beneficios (Promedio 2017-2020)				
	EBITDA sobre CdN	Res. de explotación sobre CdN	Res. antes impuestos sobre CdN	Resultado Neto sobre CdN	Dividendos pagados sobre CdN
Península (sin Redexis)	79%	45%	40%	33%	55%
G. Redexis	80%	26%	12%	8%	49%
Redexis S.A.	80%	28%	13%	8%	56%
GARE Canarias (DISA)	-3%	-13%	-14%	-10%	0%
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>	<b>79%</b>	<b>44%</b>	<b>38%</b>	<b>30%</b>	<b>55%</b>

Nota: Los resultados con porcentajes negativos representan Pérdidas.

Fuente: SICSE.

El Resultado de explotación antes de la amortización (EBITDA) oscila entre el 70-80%, siendo el promedio del sector el 79%.

En lo que se refiere a las empresas incumbidas, la empresa Redexis S.A. muestra un Resultado de EBITDA (80%) muy cercano al valor obtenido para el sector y por encima del obtenido para otros grupos. En cambio, la empresa GARE Canarias tiene un resultado negativo (-3%) lo que se traduce en pérdidas para la empresa una vez minorados los costes operativos.

Finalmente, se observa que la gran mayoría de grupos empresariales del sector reparten una cantidad de dividendos muy por encima de los beneficios obtenidos (se repartieron como Dividendos más de 3.800 millones de euros – 55% de la CdN –, mientras el Beneficio Neto fue un poco superior a 2.100 millones de euros – 30% de la CdN), incluida la empresa Redexis S.A.

En el periodo 2017-2020, Redexis S.A. tuvo una Cifra de Negocio de más de 550 millones de euros y obtuvo casi 43 millones de euros de beneficio neto, repartiendo 310 millones de euros de dividendos. En cambio, la única empresa que no reparte dividendos es GARE Canarias.

## 4.2. Perspectiva de la actividad de distribución

Según la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la CNMC, cada uno de los elementos de la Cuenta P/G es desglosado para cada una de las múltiples actividades que realizan las empresas; de esta forma, es posible realizar un análisis con la información contable correspondiente a la actividad de distribución gasista. Cabe

<sup>41</sup> Se minoraron los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales a la empresa matriz a todos los resultados obtenidos. El EBITDA se calcula como la suma del Resultado de explotación (EBIT) y la Amortización del inmovilizado; los Dividendos pagados corresponden a la cuenta "Pago de dividendos" minorando los importes relacionados a los ingresos por dividendos aportados por las empresas filiales.

recordar que esta actividad representa, grosso modo, más del 80% de los ingresos totales para las empresas distribuidoras incluidas en este análisis.

En la **Tabla 18** se incluyen los elementos más relevantes de la estructura de costes y de la estructura de beneficios (introducidos en el apartado anterior) obtenidos a partir de la información contable disponible de la actividad de distribución. De manera general, no se observan diferencias importantes entre las estructuras – ni de costes ni de beneficios – entre los cálculos obtenidos para la empresa en su conjunto (**Tabla 16** y **Tabla 17**) y los obtenidos para el desglose actividad de distribución.

En lo que respecta a la Estructura de costes, el peso de los Costes de Operación sobre la Cifra de Negocio obtenidos con la información contable de la actividad de distribución – Sector Gas (24%) y Redexis S.A. (20%) – es prácticamente igual al obtenido a nivel global – Sector Gas (25%) y Redexis S.A. (20%).

Por otro lado, en lo que respecta a la Estructura de beneficios, tampoco se observan diferencias importantes. El EBITDA sobre Cifra de Negocio obtenido con la información contable de la actividad de distribución – Sector Gas (76%) y Redexis S.A. (80%) – es similar al obtenido a nivel global – Sector Gas (79%) y Redexis S.A. (80%).

Finalmente, en lo que respeta al Resultado Neto sobre Cifra de Negocio, se puede deducir de manera general que las empresas son un poco más rentables en la actividad de distribución al observarse unos márgenes ligeramente superiores en los márgenes obtenidos a nivel de actividad de distribución – Sector Gas (39%) y Redexis S.A. (11%) – que a nivel global – Sector Gas (33%) y Redexis S.A. (8%).

Con relación a GARE Canarias, al no tener más actividades a desarrollar salvo la actividad de distribución, los resultados en ambos análisis son exactamente los mismos; con un coste de operación del 101%, un EBITDA sobre Cifra de Negocio del -3% y un Resultado Neto sobre CdN del -10%.

**Tabla 18. Estructura de costes y estructura de beneficios de la Cuenta P/G <sup>42</sup>.  
Actividad de distribución. Promedio 2017-2020.**

%	Estructura de costes		Estructura de Beneficios	
	Costes de Operación sobre CdN	Costes de Amortización sobre CdN	EBITDA sobre CdN	Resultado Neto sobre CdN
Península (sin Redexis)	24%	34%	76%	39%
G. Redexis	19%	55%	81%	9%
Redexis S.A.	20%	53%	80%	11%
GARE Canarias (DISA)	101%	10%	-3%	-10%
<b>TOTAL SECTOR GAS</b>	<b>24%</b>	<b>36%</b>	<b>76%</b>	<b>36%</b>

Nota: Los resultados con porcentajes negativos representan Pérdidas.

Fuente: SICSE

Se concluye que mientras la empresa Redexis S.A. se encuentra en una situación financiera positiva y muy similar al resto de las empresas del sector (costes y beneficios muy similares al resto e incluso con unos menores costes de operación que el sector), la empresa GARE Canarias no logra cubrir ni siquiera sus costes de operación y presenta pérdidas, tanto en el EBITDA como en el Resultado Neto (ver detalle en tabla).

Esto mismo se refuerza por el hecho de que la gran mayoría de empresas han ido repartiendo grandes sumas de dividendos a lo largo del periodo 2017-2020 (en algunos casos incluso superiores a sus beneficios netos anuales), mientras que la empresa GARE Canarias no lo ha hecho.

**Tabla 19. Resumen Cuenta P/G de GARE Canarias 2016-2020.**

Miles €	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Cifra de Negocio	1.490	1.683	2.760	2.300	1.125	<b>1.872</b>
<b>EBITDA</b>	<b>-427</b>	<b>-453</b>	<b>348</b>	<b>-</b>	<b>-93</b>	<b>-125</b>
Amortización	-187	-198	-202	-208	-209	<b>-201</b>
Costes financieros	-5	-10	-43	-21	-11	<b>-18</b>
Impuestos	191	166	5	82	8	<b>105</b>
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>-428</b>	<b>-495</b>	<b>108</b>	<b>-147</b>	<b>-232</b>	<b>-239</b>

Fuente: SICSE

Las especificidades del desarrollo de la actividad de distribución en el territorio insular canario se ponen de manifiesto tanto en las ratios de caracterización de la red, como en los costes de GARE Canaria y en su propios Estados

<sup>42</sup> Se minoraron los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales a la empresa matriz a todos los resultados obtenidos. El EBITDA se calcula como la suma del Resultado de explotación (EBIT) y la Amortización del inmovilizado; los Dividendos pagados corresponden a la cuenta "Pago de dividendos" minorando los importes relacionados a los ingresos por dividendos aportados por las empresas filiales.

Financieros. Para hacer frente a las mismas se considera conveniente incrementar la retribución de GARE Canaria con un importe fijo.

Visto que el EBITDA promedio es negativo durante los últimos 13 años y que la retribución actual (197.345 € promedio 2018/19) es insuficiente para cubrir los costes operativos (280.562 € OPEX promedio 2018/19), se determina una retribución adicional cuyo importe es el valor resultante de sumar los valores promedios de los 5 años del periodo analizado (2016-2020) de la amortización (201 mil €), los costes financieros (18 mil €) y el EBITDA negativo (125 mil €), que hubieran dado un resultado antes de impuesto nulo, si se hubieran cobrado en el periodo 2016-2020, estableciéndose en consecuencia una retribución anual incremental de 350.000 €/año. De esta forma, se cubriría el coste derivado de las especificidades del desarrollo de la actividad de distribución en el territorio insular de canario, manteniendo los incentivos preestablecidos para el conjunto de la actividad.

## V. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

La metodología retributiva de la Circular 4/2020 mantiene el esquema introducido por la Orden ECO/301/2002 y perfeccionado por el Anexo X de la Ley 18/2014 consistente en establecer una retribución base para los activos preexistentes, en este caso, a 2021 junto a una fórmula paramétrica para retribuir las nuevas inversiones a partir de una valoración del mercado que se desarrolla cada año durante el periodo regulatorio 2021-2026.

No existe constancia de ningún desarrollo de regulación singular para las redes gasista en territorio insular ni antes ni después de 2002 (ni por lo tanto un reconocimiento de sobrecostes en estos territorios). Es más, desde dicho año se ha utilizado la misma metodología y criterios para todas las empresas distribuidoras del sector, con independencia de la ubicación de la red de distribución.

En las metodologías retributivas establecidas desde la Orden ECO/301/2002, la decisión de realizar las inversiones requeridas para extender la red de distribución con el fin de captar un punto de suministro determinado recae únicamente en la empresa distribuidora y persigue únicamente razonamientos afines a su estrategia empresarial y a su propia gestión del binomio riesgo/rentabilidad en el momento de decidir expandir (o no) la red

Por tanto, las empresas distribuidoras de gas natural asumen un claro incentivo de eficiencia económica de realizar únicamente aquellas inversiones donde, de acuerdo con sus propias estrategias empresariales, maximicen su retribución a percibir, dentro de un marco sectorial que no contempla ningún tipo de obligación

regulatoria para llevar a cabo proyectos en territorios y/o municipios determinados.

Las redes de las Islas Baleares son equiparables y cuentan con características muy similares a otras redes de la península, mientras que las redes de Canarias no lo son, al presentar ratios de caracterización (consumo unitario MWh/PS, densidad de red PS/km o energía distribuida por la red MWh/km) muy atípicas en relación con la gran mayoría de las empresas distribuidoras.

Para entender la configuración de la red actual (2018-2019) de Baleares es necesario analizar su evolución desde 2002, cuyo crecimiento y desarrollo se explica completamente por las propias decisiones de la empresa distribuidora. La extensión de la red para atender nuevos municipios y, por consiguiente, la inversión requerida para construir nuevos kilómetros, provocó un empeoramiento de las ratios de caracterización al no haber logrado captar nuevos puntos de demanda al mismo ritmo, o superior, al que crecía la red.

Por el contrario, la situación en Canarias es distinta. Donde se apreció un ritmo de captación de nuevos puntos de demanda mayor que al de desarrollo de la red mientras la red crecía, si bien en términos absolutos su desarrollo fue poco significativo, dando claro indicios de que la actividad en Canarias estaría prácticamente congelada y/o habría llegado a su cénit lo que impediría aumentar significativamente la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.

La Circular 4/2020 señala que un incremento en los parámetros de retribución aplicables a estos territorios insulares quedaría supeditado al correspondiente **análisis de costes**; es decir, que dicho incremento se produciría únicamente si, tras dicho análisis, se identifican sobrecostes en territorios insulares en relación con los costes de las redes en la península que ameriten dicho incremento.

**Del análisis realizado no se observa un supuesto sobrecoste en las redes de Baleares con relación al resto de las empresas ubicadas en la península.**

1. Los costes unitarios de CAPEX<sup>43</sup> y OPEX<sup>44</sup> calculados para las Islas Baleares se localizan en su gran mayoría por debajo del total sector.
2. La retribución media por punto suministro tras el ajuste retributivo que se realizará durante el periodo 2021-2026 (117 €/PS) es superior a los valores unitarios de los parámetros retributivos (50 €/PS y 70 €/PS, según

---

<sup>43</sup> Coste unitario CAPEX: 130.700 €/km o 1.408 €/PS en las islas Baleares vs 176.207 €/km o 1.640 €/PS del sector

<sup>44</sup> Coste unitario OPEX: 5.364 €/km o 58 €/PS en las islas Baleares vs 5.697 €/km o 53 €/PS del sector

sea el municipio de reciente regasificación o no). Del mismo modo, la retribución media por MWh distribuido tras el ajuste retributivo que se realizará durante el periodo 2021-2026 (12,2 €/MWh), es superior a los valores unitarios de los parámetros retributivos para desarrollo de mercado (7,57 €/MWh, 4,54 €/MWh y 1,26 €/MWh, según el rango de presión de las redes y nivel de consumo anual del punto de suministro).

Del análisis de los datos, cabría concluir que, en la red de Baleares, los activos anteriores al año 2000 suministran un mercado con mayor importancia relativa que en el resto de las empresas. Circunstancia coherente con la conclusión de que, entre 2002 y 2019, se deterioraron fuertemente los ratios de puntos de suministro y energía distribuida por km de red en servicio de las redes de Baleares.

3. Observando los estados financieros entre 2017 y 2020, la empresa Redexis S.A. tiene unos costes de operación<sup>45</sup> que representan el 20% de la Cifra de Negocio, lo que es menor que el resto de los grupos empresariales y del conjunto del sector (25%), por lo que se puede concluir que los costes operativos de Redexis S.A., están en línea con el resto de las empresas. El resultado operativo (EBITDA), según sus estados financiero, deja un 80% de margen.

Haciendo el análisis al nivel de la actividad de distribución gasista<sup>46</sup>, el peso de los Costes de Operación sobre la Cifra de Negocio es similar al obtenido para las empresas– Sector Gas (24%) y Redexis S.A. (20%).

4. En el periodo 2017-2020, Redexis S.A. tuvo una Cifra de Negocio de más de 550 millones de euros y obtuvo casi 43 millones de euros de beneficio neto, repartiendo 310 millones de euros de dividendos.

De hecho, durante dicho periodo, la gran mayoría de grupos empresariales del sector (salvo GARE Canarias, que tiene EBITDA negativo) reparten una cantidad de dividendos muy por encima de los beneficios obtenidos (se repartieron como Dividendos más de 3.800 millones de euros – 55% de la Cifra de Negocio –, mientras el Beneficio

---

<sup>45</sup> Los Costes de operación se calculan como la diferencia entre la Cifra de negocio y el Resultado de explotación (EBIT) minorando la Amortización del inmovilizado y la cuenta titulada “Resultados por enajenaciones del inmovilizado y otras”; los Costes de amortización corresponden al importe de la cuenta “Amortización del inmovilizado”; los Costes financieros se calculan como la diferencia entre el Resultado antes de Impuestos (EBT) y el Resultado de explotación (EBIT); el Resultado neto corresponde al Resultado del ejercicio minorando los ingresos derivados de los dividendos aportados por las empresas filiales a la empresa matriz.

<sup>46</sup> Según la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la CNMC, cada uno de los elementos de la Cuenta P/G es desglosado para cada una de las múltiples actividades que realizan las empresas

Neto fue un poco superior a 2.100 millones de euros – 30% de la Cifra de Negocio)

5. En el contexto actual, incrementar la retribución en determinados territorios fomentaría el desarrollo del gas, siendo contrario a las directrices marcadas por el Ministerio para los modelos retributivos a través de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril.

Por el contrario, la empresa GARE Canarias muestra unos costes unitarios de CAPEX<sup>47</sup> y OPEX<sup>48</sup> muy superiores al resto de las empresas distribuidoras. **La existencia de un déficit operativo estructural** (sus ingresos promedios no son suficientes ni siquiera para cubrir sus costes de operación) **hacen necesario incrementar la retribución de GARE Canarias.**

1. Del análisis de la evolución del mercado atendido por GARE Canarias, cabe deducir que la actividad está congelada y/o habría llegado a su cénit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.
2. No tiene sentido incrementar los parámetros retributivos de desarrollo de nuevo mercado a unos niveles que dieran señales ineficientes al mercado.
3. En consecuencia, atendiendo a la tipología de red y puntos de suministro donde distribuye GARE Canaria, se incrementa la retribución en un importe fijo de 350.000 €/año de acuerdo con las especificidades del desarrollo de la actividad de distribución en el territorio insular de canario.

Este importe permitiría compensar el déficit del EBITDA, la amortización y los costes financieros promedios del periodo 2016-2020. De haberse retribuido esa cantidad adicional durante dicho periodo, el resultado promedio antes de impuestos de la sociedad hubiera sido de aproximadamente de 6.000 €/anuales.

---

<sup>47</sup> Coste unitario CAPEX: 359.438 €/km o 51.246 €/PS en las islas Canarias vs 176.207 €/km o 1.640 €/PS del sector

<sup>48</sup> Coste unitario OPEX: 26.774 €/km o 3.817 €/PS en las islas Canarias vs 5.697 €/km o 53 €/PS del sector

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado de empresas incumbidas.....	9
Tabla 2. Listado de empresas cotejables.....	10
Tabla 3. Datos y Ratios de Configuración de red. Promedio 2018-2019.....	24
Tabla 4. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión. ....	25
Tabla 5. Crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2013 vs 2019.....	28
Tabla 6. Datos y crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2019.....	30
Tabla 7. Ratios de Configuración de red. Años 2002 vs 2019.....	31
Tabla 8. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión. ....	32
Tabla 9. Costes de inversión (CAPEX) a considerar en la subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60. ....	36
Tabla 10. Costes de operación (OPEX) a considerar en la subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60. ....	37
Tabla 11. Ratios de costes: CAPEX y OPEX. Promedio 2018-2019.....	38
Tabla 12. Retribución percibida y Ratios de retribución. Promedio 2018-2019.....	42
Tabla 13. Parámetros retributivos para el periodo regulatorio en vigor (2021-2026). ....	43
Tabla 14. Retribución y Ratios retributivos con ajuste. Promedio 2018-2019.....	45
Tabla 15. Promedio 2017-2020 de la Cifra de Negocio de los principales grupos empresariales. ....	47
Tabla 16. Estructura de costes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G) con relación a la Cifra de Negocio (CdN). Promedio 2017-2020. ....	49
Tabla 17. Estructura de márgenes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G) y Dividendos pagados con relación a la Cifra de Negocio (CdN) . Promedio 2017- 2020.....	51
Tabla 18. Estructura de costes y estructura de beneficios de la Cuenta P/G. Actividad de distribución. Promedio 2017-2020.....	53
Tabla 19. Resumen Cuenta P/G de GARE Canarias 2016-2020.....	53

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución entre 2002 y 2020 de la retribución unitaria media por punto de suministro de las inversiones hasta 2002 del conjunto de actividad y las islas Baleares. ....	17
Gráfico 2. Evolución entre 2002 y 2020 de la retribución unitaria por desarrollo de mercado por punto de suministro de las inversiones de 2003 a 2014.....	18
Gráfico 3. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).....	26
Gráfico 4. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y). ....	26
Gráfico 5. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).....	32
Gráfico 6. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019. Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y). ....	33

Gráfico 5. Diagrama de dispersión de las Ratios de CAPEX. Promedio 2018-2019. Coste por kilómetro construido (eje X) vs Coste por punto de suministro (eje Y).....	39
Gráfico 6. Diagrama de dispersión de las Ratios de OPEX. Promedio 2018-2019. Coste por kilómetro construido (eje X) vs Coste por punto de suministro (eje Y).....	39
Gráfico 7. Diagrama de dispersión de las Ratios de Retribución. Promedio 2018-2019. Euros por PS (eje X) vs Euros por MWh distribuido (eje Y). ....	43
Gráfico 8. Diagrama de dispersión de las Ratios de Retribución ajustada. Promedio 2018-2019. Euros por PS (eje X) vs Euros por MWh distribuido (eje Y). ....	46

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Representación esquemática de las instalaciones implicadas en el suministro de gas al usuario final y su ubicación respecto a la red de transporte. ....	15
Ilustración 2. Diagrama simplificado de los elementos de la Cuenta de P/G. ....	48