



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**MEMORIA PÚBLICA DE LAS
RESOLUCIONES SOBRE LA
RETRIBUCIÓN APLICABLE A
LA ACTIVIDAD DE
DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL DEBIDO A LAS
ESPECIFICIDADES DE LOS
TERRITORIOS INSULARES
DONDE OPERA REDEXIS, S.A.**

RAP/DE/015/20

20 julio de 2023

www.cnmc.es

CONTENIDO

I. OBJETO	2
II. AUDIENCIA PÚBLICA	2
1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones recibidas	3
1.2. Consideraciones a las alegaciones recibidas	10
III. FUNDAMENTOS DE DERECHO	18
IV. ANTECEDENTES.....	24
1. Sobre la situación actual de la actividad de distribución	24
2. Sobre el modelo retributivo de la actividad de distribución.....	26
2.1. Metodología retributiva entre 2002-2020	27
2.2. Metodología retributiva actual	35
3. Sobre el informe enviado por Redexis S.A.....	37
V. ANÁLISIS REALIZADOS	39
1. Análisis de la Configuración de la red	39
1.1. Evolución de la red. 2002 vs 2019	43
1.2. Ratios de evolución de la red. Años 2002 vs 2019.	46
2. Análisis de los Costes declarados	50
2.1. Identificación de los costes de la red	50
2.2. Ratios según los costes declarados.....	52
3. Análisis de la Retribución percibida	56
3.1. Identificación de los importes de la retribución percibida	56
3.2. Análisis alternativo: Retribución resultante tras ajuste retributivo.....	59
4. Análisis de los Estados Financieros.....	62
4.1. Perspectiva de la empresa.....	63
4.2. Perspectiva de la actividad de distribución	66
VI. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS	69

MEMORIA PÚBLICA DE LAS RESOLUCIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DEBIDO A LAS ESPECIFICIDADES DE LOS TERRITORIOS INSULARES DONDE OPERA REDEXIS, S.A.

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. AUDIENCIA PÚBLICA

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sometido a trámite de audiencia su propuesta de resolución y el citado análisis. Para ello, con fecha 17 de marzo de 2023, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió a los interesados y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos las propuestas de *“Resolución sobre la retribución aplicable a la actividad de distribución de gas natural debido a las especificidades de los territorios insulares donde operan REDEXIS, S.A. y GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.”*, junto con la versión pública su Memoria que las justifica, a fin de que presentaran las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 3 de abril.

Asimismo, en la misma fecha, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información pública de la citada propuesta de resolución para que se formularan alegaciones con idéntico plazo.

Durante este periodo se recibieron alegaciones realizadas por el Gobierno de las Islas Baleares, la Confederación de Asociaciones Empresariales de Baleares (CAEB), la Federación de Industria, Construcción y Agro de Illes Balears de la Unión General de Trabajadores (UGT-FICA Illes Balears) y REDEXIS en relación con la resolución sobre los territorios insulares donde opera REDEXIS; y de

Gasificadora Regional Canaria (GARE) en relación con la resolución sobre los territorios insulares donde ella opera.

Por su parte, la Dirección General de Consumo del Ministerio de Consumo, el Consejo de Consumidores y Usuarios (CCU), la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), todos ellos miembros del CCH, comunicaron que no presentaban alegaciones.

1.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones recibidas

1.1.1 Alegaciones del Gobierno de las Islas Baleares

En primer lugar, el Gobierno Balear pone de manifiesto que, a pesar de estar formalmente personado en el expediente, no se ha dado traslado de la propuesta de resolución (ni de su Memoria) relativa al territorio de las Islas Baleares.

En segundo lugar, considera que la propuesta no está justificada ni ajustada a Derecho, desarrollando las siguientes alegaciones.

- La aplicación del mandato de la Disposición Final 4ª de la Circular 4/2020 debe proporcionar un incremento de los parámetros retributivos deben circunscribirse al ámbito territorial de los territorios extra peninsulares, en lugar de determinarse por empresa distribuidora.
- Al no reconocerse un incremento de retribución al distribuidor de las Islas Baleares, se ignora el hecho diferencial de la insularidad en perjuicio de sus ciudadanos, y se comprometen las inversiones de las empresas y los proyectos de transición energética.

El hecho diferencial y los posibles desequilibrios económicos de la insularidad, se citan, de manera genérica el art. 138.1 de la Constitución y el art. 3.2 del Estatuto de Autonomía de las islas Baleares (Ley Orgánica 1/2007); y particularizando al ámbito del sector gasista, en el art. 15 de la Ley 30/1998, del Régimen Especial de las Islas Baleares, y el art. 60.1 de la Ley 18/2014, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia; las Circulares 4/2020 y 8/2020, de la CNMC; y el art. 79 de la Ley 10/2019, de Cambio Climático y Transición Energética en las Islas Baleares.

- El incremento de los parámetros retributivos permitiría corregir el desequilibrio histórico del territorio Balear que presenta menor penetración del gas natural que la media de España a causa del retraso histórico en su gasificación, lo cual unido a la falta de reconocimiento del

factor de insularidad, lleva a un avance más lento en la reducción de emisiones de CO₂¹

En este sentido, en aplicación del mandato de la Disposición Final 4ª de la Circular 4/2020, el análisis se debería circunscribir a analizar los sobrecostes en territorios extrapeninsulares y no la suficiencia financiera o retributiva del operador.

Asimismo, los parámetros retributivos inadecuados pueden favorecer que aquellos operadores que operan en Baleares y península se orienten a realizar desarrollos en territorio peninsular con el consiguiente perjuicio para las Islas Baleares. En este sentido, recuerda que, el art. 60 de la Ley 18/2014 pretende garantizar un desarrollo de infraestructuras equivalente al permitido en la Península, corrigiendo así los desequilibrios de los territorios insulares.

1.1.2 Alegaciones de la Confederación de Asociaciones Empresariales de Baleares (CAEB)

En primer lugar, la CAEB considera que la Consulta pública no se ajusta a Derecho en tanto que no fue notificada formalmente de la misma, a pesar de estar personada en el expediente.

En segundo lugar, desarrolla las siguientes alegaciones.

- Toda empresa industrial presenta sobrecostes en Baleares por los mayores costes de los inmuebles, personal, equipos, suministros, traslados, etc.; existiendo compensaciones por este hecho en otros sectores (educativos, transporte, agrario etc.). De hecho, en el sector energético, se tiene el ejemplo del transporte y distribución eléctricas, en donde los VVUU son superiores a los de la Península en más de un 30%.
- En el caso del gas natural, se tienen sobrecostes en la mano de obra especializada y en el abastecimiento de tuberías y accesorios. Por ello, entienden que la Propuesta de Resolución *“no considera adecuadamente los sobrecostes existentes”* y *“parece haber obviado circunstancias particulares que afectan a las empresas que ejercen la actividad de distribución en territorios insulares y a la propia realidad de estos territorios”*.

¹ Se citan los art. 58.3 y 59.2 de la Ley 10/2019, de Cambio Climático y Transición Energética en las Islas Baleares, y los arts. 13 y 14 de la Ley estatal 7/2021, de Cambio Climático y Transición Energética, todo ello para significar la importancia del gas natural, así como la lejanía y vulnerabilidad de los territorios insulares.

Por tanto, consideran que la Propuesta debe ser corregida para incrementar los parámetros retributivos en un porcentaje para que soporte unos sobrecostes mayores a los de las empresas que desarrollan su actividad en la Península, *“como se pone de manifiesto en los propios ratios de inversiones y de operación y mantenimiento considerados por la CNMC, sin que sea admisible utilizar un solo ratio de forma preponderante, debiéndose considerar especialmente, los ratios que guardan una mayor relación con el modelo de actividad que rige la actividad de distribución de gas, de los que se deriva la existencia de costes mayores que deben ser efectivamente reconocidos en el modelo retributivo”*.

1.1.3 Alegaciones de la Federación de Industria, Construcción y Agro de Illes Balears de la Unión General de Trabajadores (UGT-FICA Illes Balears)

En primer lugar, la UGT-FICA Illes Balears considera que la Propuesta *“no corrige el desequilibrio histórico asociado al hecho insular, lo cual puede provocar efectos muy negativos en el empleo”* por lo que solicita *“incrementar los parámetros retributivos relativos a la actividad de distribución de gas natural en las Islas Baleares, teniendo en cuenta los sobrecostes existentes en el ejercicio de las actividades económicas en estos territorios, y puestos de manifiesto en el procedimiento”* en virtud de las siguientes alegaciones:

- *“La especial situación de las trabajadoras y trabajadores afectados por las circunstancias del Hecho Insular”* que son especialmente vulnerables al cambio climático y a la transición energética. De hecho, han podido constatar reiteradamente que *“los ciudadanos de los territorios insulares se ven perjudicados por los mayores sobrecostes del ejercicio de las actividades energéticas, lo que supone una mayor dificultad para acceder a estos servicios”*.

Por ello, exigen que ese desequilibrio histórico sea corregido a través del reconocimiento del coste diferencial en el ejercicio de la actividad y el traslado a la retribución de los agentes que las operan pues, *“el ejercicio de estas actividades afecta de manera directa o inducida a múltiples empresas colaboradoras y de servicios y a cientos de empleos directos e indirectos de trabajadoras y trabajadores que gestionan múltiples tareas, tanto administrativas y de soporte, como de ejecución y mantenimiento de red”*.

UGT-FICA Illes Balears *“tiene un interés directo y legítimo”* en corregir los desequilibrios territoriales que tengan consecuencias en el sector

económico y el empleo, *“particularmente en los territorios insulares, donde los sobrecostes y los desajustes para el acceso a los servicios y el ejercicio de los derechos se manifiestan de manera más acusada.*

- *“La CNMC realiza algunos análisis que resultan ser parciales y que no aportan una visión detallada de la cuestión”,* exponiendo que el estudio no tiene en cuenta que solo existen dos empresas que desarrollan la actividad en territorios insulares con estructuras, origen, evolución y macro de actuación (una la realiza en Canarias, mientras la otra lo hace en Baleares y Península) muy diferentes.

“De manera muy singular sorprende” que la propuesta *“constate que se producen sobrecostes relevantes en el ejercicio de la actividad”* y concluya que *“no es preciso realizar incremento alguno en los parámetros”,* exponiendo que la Propuesta *“no interioriza convenientemente en sus conclusiones de que la viabilidad de las inversiones y los costes asumidos por las empresa que operan en las islas se asegura por el propio modelo retributivo y por la responsabilidad de las decisiones de las empresas que operan asumiendo el riesgo de su inversión.”*

- La propuesta *“perpetúa el desequilibrio actualmente existente y la desigualdad entre territorios, que ha llevado a que la penetración del gas natural en las Islas Baleares sea sensiblemente inferior a la de la Península”,* señalando que es la ausencia de mecanismos correctores adecuados lo que puede explicar la diferencia de ritmo de desarrollo de la actividad en Baleares y que *“se debe corregir con la actuación de los poderes públicos”.*

Consideran que “no existe ningún criterio técnico objetivo que explique que, mientras en otros sectores económicos ha quedado acreditada la existencia de un sobrecoste asociado al hecho insular, en el sector gasista esto no sea así”. Destacando que los VVUU en el transporte y distribución eléctricas superan en más de un 30% a los de la Península.

- *“La situación laboral en las Islas Baleares es crítica”* y destacan que, en el contexto actual, *“la escasa disponibilidad de mano de obra cualificada y el notable empeoramiento de las condiciones económicas de los trabajadores que, de forma directa o indirecta, trabajan en el sector del gas natural”* podría suponer *“un golpe definitivo al modelo económico de las Islas Baleares, que necesariamente ha de contar con la industria como una de las alternativas principales al sector turístico”.*

1.1.4 Alegaciones de REDEXIS

Las alegaciones de REDEXIS pueden sintetizarse distinguiendo las siguientes cuestiones: (i) Los costes CAPEX y OPEX en las Islas Baleares; (ii) La comparativa entre la retribución promedio y los parámetros retributivos; (iii) Las alusiones a las instalaciones previas a 2000 de la Memoria; (iv) El examen de los Estados financieros; (v) Las Orientaciones de política energética.

Sobre los costes de CAPEX y OPEX en las Islas Baleares.

REDEXIS alega que la conclusión a que llega la CNMC, según la cual sus costes unitarios de CAPEX y OPEX en las Islas Baleares se localizan en su gran mayoría por debajo del total del sector, es incorrecta y no resulta consistente con el modelo retributivo de la actividad de distribución de gas natural.

Asimismo, para el cumplimiento del mandato al que responde la resolución (análisis de la existencia de un sobrecoste y, en su caso, incremento retribución unitaria), señala que resulta irrelevante la consideración de la Memoria: *"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"*, porque *"siendo indudablemente así, ello en nada obsta al hecho de que tanto el artículo 60.1 de la Ley 18/2014 como, específicamente, la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020, faculta e impone, respectivamente, el incremento de los parámetros retributivos si el correspondiente análisis diferencial de costes evidencia (como así lo hace en el caso que nos ocupa, para las Islas Baleares) la existencia de un específico sobrecoste insular"*.

En lo que respecta al análisis y su puesta en práctica, REDEXIS, atendiendo al literal² del apartado 2 de la Disposición Adicional Cuarta, indica que *"i) el análisis a realizar por la CNMC debe ser, estrictamente, un "análisis de costes" y, más aún, un análisis de costes diferencial entre los territorios insulares y los territorios peninsulares; ii) ese análisis tiene un carácter instrumental, en tanto que orientado a determinar la eventual necesidad de revisar e incrementar los parámetros retributivos definidos en la Circular 4/2020; y iii) supuesto que ese análisis de costes evidencie la efectiva existencia de un sobrecoste en los territorios insulares, será preceptivo (como así lo evidencia el empleo de la forma*

² *"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"*

verbal imperativa "determinará") la aprobación mediante resolución de ese incremento de los aludidos parámetros retributivos".

En relación con el análisis realizado por la CNMC, REDEXIS señala que es parcial porque:

- El uso de la ratio coste por km de red (€/km) es un *“defecto claramente invalidante, como es el hecho de que el ratio €/km (utilizado por la CNMC para llegar a la conclusión anteriormente expuesta) es absolutamente extravagante puesto que no permite realizar comparaciones homogéneas entre los operadores (cuyas instalaciones se encuentran afectadas, entre otras, por características morfológicas, territoriales, de mercado, o de densidad de población diferentes), y no guarda coherencia con los ratios empleados en la definición de los parámetros retributivos por la Circular 4/2020”*.

Asimismo, destaca que, atendiendo al modelo retributivo de distribución, *“carece de sentido considerar en el análisis de costes una ratio basada en activos. En caso contrario, la existencia de unos mayores costes por kilómetro de red supondría el reconocimiento de unos parámetros retributivos superiores, lo que no sería consistente con el modelo de actividad (que no de activos), aplicable a la distribución de gas natural”*.

- REDEXIS señala que *“la CNMC omite incomprensiblemente”* la ratio *“en la cuantificación del sobre coste de la actividad que, es junto con el término de €/PS, uno de los dos parámetros principales del modelo retributivo de la actividad de distribución de gas natural”*.

Además, indica que, tomando tal ratio recogida en la Tabla 11 de la Memoria, se observa que *“el coste unitario del CAPEX es de 146 €/MWh en las Islas Baleares vs 65 €/MWh del sector, mientras que el coste unitario del OPEX es de 6 €/MWh en las Islas Baleares vs 2 €/MWh del sector.”*

- REDEXIS señala que deberían haberse tomado en consideración las ratios coste por punto de suministro (€/PS) y por energía *suministrada* (€/MWh) porque son las magnitudes utilizadas en el modelo retributivo, aplicando la ponderación 60%-40% de CAPEX/OPEX; de este modo, se pondría de manifiesto la existencia de un sobre coste ponderado del 56,6% en Baleares respecto de la Península.

Sobre la comparativa entre retribución promedio y parámetros retributivos.

REDEXIS considera que carece de todo rigor y valor jurídico comparar la retribución promedio de una empresa por punto de suministro o energía

suministrada (€/PS o €/MWh) con los parámetros de la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM) – es decir, las retribuciones unitarias por cada nuevo punto de suministro atendido o nuevo MWh suministrado –, pues se aparta del propósito del apartado 2 de la Disposición Adicional Cuarta, el análisis de costes a efectuar.

Además, considera que *“el resultado obtenido no puede ser nunca un óbice ni un factor a valorar (negativamente) para adoptar una decisión sobre el particular [incremento de los parámetros], so pena de incurrir en clara infracción de la previsión normativa, como tal determinante de anulabilidad, ex artículo 48 Ley 39/2015”*.

Sobre las alusiones a los activos anteriores al año 2000 en Baleares y su evolución.

REDEXIS considera *“irrelevante la afirmación realizada en la Memoria de que los activos anteriores al año 2000 en Baleares suministrarán a un mercado con mayor importancia relativa o cuál haya sido la evolución de las ratios por punto de suministro y energía distribuida por km. de red en Baleares desde 2002 a 2019”*, por ser ajeno al mandato recogido en la Disposición Adicional 4ª de la Circular 4/2020.

Sobre las alusiones a las magnitudes de los estados financieros

REDEXIS S.A. considera que las alusiones a las magnitudes de los estados financieros de la empresa (cifra de negocio, beneficio neto, dividendos repartidos) son ajenas al marco de análisis de costes establecido en la Disposición Adicional 4ª de la Circular 4/2020, viciando de anulabilidad (art. 48 de la Ley 39/2015) cualquier resolución que sobre el particular pudiera adoptarse, y ello *“sin entrar a debatir sobre si los valores indicados en la Memoria son correctos”*, los cuales, en todo caso, *“serían consecuencia de la estricta aplicación de la Circular 4/2020 a la actividad regulada de distribución de gas”*.

En términos similares se manifiesta sobre la afirmación de la Memoria que indica que en Baleares REDEXIS presenta *“unos costes de operación 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%)”*. Considera que los costes de operación son ajenos al marco de análisis de la Disposición Adicional 4ª de la Circular 4/2020, viciando de anulabilidad (art. 48 de la Ley 39/2015) cualquier resolución que sobre el particular pudiera adoptarse, y ello *“sin entrar a debatir sobre el hecho de que se aluda exclusivamente a los costes de operación, obviando la amortización”*.

Sobre el contravención de las orientaciones de política energética

Por último, REDEXIS interpreta que la Memoria pretende inferir que incrementar la retribución en determinados territorios fomentaría el desarrollo del gas y, por ende, contravendría la orientación de política energética relativa a no incentivar la expansión de las redes gasistas cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministro no satisfagan los costes.

REDEXIS considera que si la Circular y, como parte de ella, el apartado 2 de la Disposición Adicional Cuarta eran conformes a las orientaciones de política energética de la Orden TED/406/2019, de 5 de abril; no puede argumentarse que la aplicación de un acto emanado de ellos puede contravenir tales orientaciones. Dicha argumentación sería contraria a toda lógica, cuando, además, la otra Propuesta de Resolución recoge un incremento retributivo para la distribuidora de Canarias,

Por tanto, REDEXIS considera que la CNMC no puede ampararse en las citadas orientaciones para fundamentar la Resolución que le afecta, *“so pena de incurrir en patente arbitrariedad proscrita por el artículo 9.3 de la Constitución”*.

1.2. Consideraciones a las alegaciones recibidas

1.2.1 Alegaciones del Gobierno de las Islas Baleares, CAEB y UGT-FICA Illes Balears

- Sobre la falta de comunicación de la propuesta de resolución (ni de su Memoria) relativa al territorio de las Islas Baleares.

No cabe aceptar tales alegaciones porque con fecha 17 de marzo de 2023 se le comunicó³ tanto al Gobierno de las Illes Balears, como al resto de miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, las propuestas de *“Resolución sobre la retribución aplicable a la actividad de distribución de gas natural debido a las especificidades de los territorios insulares donde operan REDEXIS, S.A. y GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.”*, junto con la versión pública su Memoria. Además, tal y como recogen los antecedentes, en dicha fecha también se publicó la misma información en la página web de la CNMC para que pudiera alegar quien lo considerase conveniente. En vista de lo anterior, tales interesados han podido efectuar todas las alegaciones que han considerado oportunas, según consta en el expediente.

³ A través del Sr. D. Aitor Urresti González, Director General de Energía y Cambio Climático.

- Sobre la falta de reconocimiento del hecho diferencial de la insularidad que perjudica a sus ciudadanos, además de poder comprometer las inversiones de las empresas y los proyectos de transición energética.

No puede aceptarse esta alegación conforme a la normativa de aplicación.

Efectivamente, en el artículo 60 de la Ley 18/2014 la única referencia a la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural en general en los territorios insulares indica que *“se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares”*.

No está previsto un determinado grado de penetración del gas en las Islas Baleares.

Tampoco hay ningún artículo en la Ley 34/1988 o la Ley 18/2014 que establezca tal previsión para Baleares o para cualquier otro territorio.

El propósito del análisis es determinar si procede, o no, incrementar los parámetros retributivos de la actividad de distribución en los territorios insulares, debido a sus especificidades, tras el correspondiente análisis de costes. Esta es la condición que establece, la disposición adicional cuarta de la Circular 4/2020, que exige un análisis de costes de la actividad de distribución de gas natural, aspecto al cual debe limitarse el examen en este caso.

- Sobre la necesidad de incrementar los parámetros retributivos que soporte unos sobrecostes mayores a los de la Península, corrigiendo el desequilibrio histórico de penetración del gas natural en las Baleares respecto la media de España.

No cabe aceptar esta alegación conforme a los fundamentos señalados en varios apartados de la Memoria:

- ✓ El suministro de gas natural no tiene carácter de suministro esencial ni universal como en el caso del suministro eléctrico, Por tanto, los modelos retributivos son diferentes y no asimilables; la distribución gasista no se retribuye mediante el reconocimiento de los costes incurridos como ocurre en la distribución eléctrica.
- ✓ La Disposición Adicional 4ª de la Circular sólo prevé incrementar los parámetros retributivos si el análisis de costes así lo recomienda, ejercicio que se ha llevado a cabo comparando la evolución entre

empresas sitas en territorios insulares, respecto al resto de empresas que realizan la actividad en España, de acuerdo con la normativa vigente.

- ✓ Otros posibles estudios sobre inductores de costes no permiten concluir que hay costes diferenciales en Baleares:
 - Algunos inductores de coste que, según los alegantes, serían significativos en territorios insulares, también pueden darse con la misma intensidad, o mayor, en otros territorios de la península, como son la salinidad, la climatología, la escasez de mano de obra cualificada o la necesidad del transporte marítimo para proveerse de elementos/equipos necesarios para el desarrollo de la actividad (la vía principal de importaciones en España es la marítima).
 - Los costes laborales de Islas Baleares suelen encontrarse en la banda media del Estado y los de Islas Canarias en la zona baja, según la *“Encuesta anual de coste laboral”* realizado por el INE;
 - Otros costes están siendo atenuados mediante diferentes esquemas de ayudas o compensaciones, como por ejemplo el Régimen Especial Balear (REB) que incluye subvenciones como por ejemplo descuentos en el transporte aéreo y marítimo para personal residente en la isla, compensaciones y ayudas a las importaciones de materiales, así como medidas fiscales como bonificaciones en el Impuesto de Sociedades o en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF).

La metodología de retribución de las distribuidoras de gas, de acuerdo con los principios retributivos de las Leyes 34/1998 y 18/2014, fue establecida en atención al principio de realización de la actividad al menor coste por una empresa eficiente y bien gestionada y es común para todas las distribuidoras, sin perjuicio de la consideración del hecho insular, si procede. Por tanto, las empresas distribuidoras de gas natural asumen un claro incentivo de eficiencia económica para realizar únicamente aquellas inversiones donde, de acuerdo con sus propias estrategias empresariales, maximicen la retribución a percibir dentro de un marco sectorial que no contempla ningún tipo de obligación regulatoria a llevar a cabo proyectos en territorios y/o municipios determinados pues, como se ha indicado, el suministro de gas carece de la nota de servicio esencial y universal propio del eléctrico.

- ✓ Por otra parte, como se menciona en la Memoria, según el artículo 72 de la Ley 34/1998, las comunidades autónomas pueden aprobar normativa que regule la actividad de distribución en el ámbito de sus competencias, incluidos los planes de desarrollo de la red distribución en sus territorios
- Sobre el análisis de costes y que se consideren *“especialmente, las ratios que guardan una mayor relación con el modelo [retributivo] de actividad que rige la actividad de distribución de gas, de los que se deriva la existencia de costes mayores que deben ser efectivamente reconocidos en el modelo retributivo”*.

No cabe aceptar esta alegación.

A este respecto, debe recordarse que la Memoria lleva a cabo un análisis de costes (no de retribución) de la actividad de distribución a fin de determinar si procede el incremento de los parámetros retributivos de las empresas distribuidoras de gas natural en los territorios insulares. A efectos de dicho análisis de costes, las ratios consideradas, conforme al artículo 60.1 de la Ley 18/2014) pretenden retribuir con un mismo importe a los distribuidores que desarrollan mercados con idéntica caracterización e incentivar la eficiencia.

Así, el distribuidor más eficiente, es decir, el que incurre en menores costes, obtiene mayor margen retributivo; del mismo modo, el distribuidor menos eficiente, que incurre en mayores costes, tendrá un margen retributivo menor.

- Sobre la conveniencia de determinar el incremento de parámetros retributivos a cualquier empresa que quisiera realizar la actividad de distribución de gas natural en cualquiera de los territorios insulares sin distinción entre ellos.

Tal alegación no se puede atender. Por un lado, carece de sentido dar una solución única para todos los territorios insulares cuando el análisis ha puesto de manifiesto las diferencias existentes en el desarrollo de la actividad de cada empresa en los territorios insulares analizados y se les ha podido dar solución diferenciada.

Por otro lado, como se señala en la Memoria, una vez observado que la actividad de distribución en las Islas Baleares desarrollada por REDEXIS no justifica un incremento de parámetros retributivos por ser equivalente a la que se desarrolla en la península, no es necesario significar una especificidad para las Islas Baleares.

1.2.2 Alegaciones de REDEXIS

Varias alegaciones han sido respondidas en epígrafes anteriores. Sin perjuicio de ello, cabe efectuar las siguientes consideraciones particulares:

- Sobre las decisiones de Redexis respecto a la inversión y O&M de sus instalaciones de distribución son irrelevantes a efectos del análisis de costes objeto de la resolución.

No puede aceptarse tal interpretación.

Según se ha indicado en la Memoria, las distribuidoras determinan su rentabilidad esperada en función de sus decisiones de explotación y expansión de su red. Con ello, asumen un claro incentivo de eficiencia económica, consistente en realizar únicamente inversiones que maximicen su retribución. Tales decisiones de inversión responden a estrategias empresariales, pues la regulación no obliga a llevar a cabo proyectos en territorios y/o municipios determinados.

- Sobre los activos anteriores al año 2000 de REDEXIS y su evolución,

No puede aceptarse. Esta evolución forma parte de la decisión de la propia empresa. La Memoria evidencia gráficamente la pérdida eficiencia en la utilización de la red (Gráfico 5 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) entre 2002 y 2019, bien por la extensión de la red, bien por un mercado atendido inferior al previsto inicialmente, y señala que 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.

- Sobre la recomendación de REDEXIS en cuanto que el análisis debe ser exclusivamente de costes.

Esta Comisión coincide con esa afirmación y así se muestra en el apartado 3 del epígrafe de esta Memoria y concluye que no se justifican incrementos en los parámetros retributivos:

- ✓ *“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. [...] no se observa un supuesto sobrecoste en las redes de Baleares con relación al resto de las empresas ubicadas en la península”.*
- ✓ Las ratios sobre CAPEX de la red de Baleares muestran un coste unitario por kilómetro inferior al observado en el total del sector y en la Península. El coste unitario por punto de suministro observado en la red de Baleares

también es inferior al observado en la Península y en el total sector, e incluso es inferior al observado en las redes de Redexis S.A. ubicadas en territorio peninsular.

- ✓ Las ratios asociadas al OPEX del grupo Redexis y de la empresa Redexis S.A. muestran unos costes unitarios inferiores al total sector y a la Península. Y los costes unitarios de las Islas Baleares, tanto en términos.
- Sobre la consideración de REDEXIS en el uso de la ratio coste por km de red (€/km) en lugar de únicamente las ratios basadas en la caracterización del mercado atendido (€/PS y €/MWh) para modelo retributivo.

No cabe aceptar esta alegación pues como se ha puesto de manifiesto en la Memoria uso de la ratio coste por km de red (€/km) es pertinente por diferentes motivos:

- ✓ La longitud (km de red) es el inductor principal de coste, tanto a nivel de CAPEX como de OPEX, de cualquier monopolio natural de red, como el caso que nos ocupa.
- ✓ La ratio coste por km internaliza los factores diferenciales de cada red habilitando una comparación de coste entre ellas.
- ✓ La ratio coste por km permite comparar costes con otras actividades de red dentro del sector gasista (transporte), energético (transporte y distribución electricidad, GLP, productos petrolíferos, etc.) o de cualquier otro tipo red (abastecimiento agua, cable telecomunicaciones, ferroviario, carreteras, etc.).
- ✓ A falta de una especificidad insular que justifique unos mayores costes, las ratios basadas en la caracterización del mercado atendido podría favorecer a distribuidores con mayor coste y, por tanto, más ineficientes en el despliegue de su red.
- Sobre la consideración de REDEXIS para utilizar la ponderación 60% CAPEX – 40% OPEX en el análisis de costes al objeto de utilizar una única ratio representativo.

No procede aceptar esta alegación como refleja la Memoria, pues “no se observa un supuesto sobrecoste en las redes de Baleares con relación al resto de las empresas ubicadas en la península”.

- Respecto a la no adecuación de la comparativa realizada por la CNMC entre retribución promedio percibida y parámetros retributivos.

No procede aceptar esta alegación y no concurre en este caso vicio de anulabilidad alguno

Tal y como indica la Memoria, este análisis permite comprobar si la retribución percibida por las empresas que desarrollan la actividad en territorios extrapeninsulares está en línea con el resto de las empresas y constatar que aquellas empresas cuyos activos atienden consumidores con menor consumo unitario presenten una retribución media por MWh mayor.

Asimismo, el análisis de retribución confirma las conclusiones obtenidas en el análisis de la configuración de la red donde se indicaba que *“entre 2002 y 2019, en las redes de Baleares se deterioraron fuertemente las ratios de puntos de suministro y energía distribuida por km de red en servicio”*.

La Memoria motiva extensamente las decisiones adoptadas con relación al análisis de costes previsto en la disposición adicional cuarta de la Circular 4/2020, para concluir que no procede en este caso, y a partir del mencionado análisis, incrementar los parámetros de retribución de REDEXIS por su actividad de distribución en los territorios insulares.

Dicho análisis de costes se ha efectuado conforme a los parámetros de la discrecionalidad técnica de que dispone el regulador. El examen de esta Comisión se fundamenta en criterios estrictamente técnicos, plenamente justificados y motivados en esta Memoria, y cuya validez no desvirtúan las alegaciones de la interesada.

La legitimidad de la discrecionalidad técnica y su presunción de validez ha sido reconocida, como es sabido, por una doctrina reiterada del Tribunal Constitucional, por cuanto los órganos de la Administración promueven y aplican criterios resultantes de los concretos conocimientos especializados, requeridos por la naturaleza de la actividad desplegada por el órgano administrativo. De este modo, se reconoce una presunción de certeza o de razonabilidad de la actuación administrativa, apoyada en la especialización y la imparcialidad de los órganos establecidos para realizar la valoración.

Sin perjuicio de ello, dicho juicio técnico ha de decaer cuando se acredite *“desviación de poder, carencia de cualquier justificación, arbitrariedad o error patente”* por parte de los órganos técnicos administrativos (Sentencias 353/1993, de 29 de noviembre, o 40/1999, de 22 de marzo, entre otras). No es este el caso aquí considerado. REDEXIS propone un análisis de costes favorable a sus intereses económicos y distinto del empleado por esta Comisión. Pero REDEXIS no ha logrado acreditar, en los términos exigidos por la jurisprudencia, que el

análisis técnico de esta Comisión carezca de justificación, sea arbitrario o incurra en errores patentes.

- Sobre las alusiones a las magnitudes de los estados financieros (cifra de negocio, beneficio neto, dividendos repartidos...) que son ajenas al marco de análisis de costes y estarían viciando de anulabilidad (art. 48 de la Ley 39/2015) cualquier resolución que sobre el particular pudiera adoptarse,

No existe vicio de anulabilidad alguno. Cabe señalar, como se indica en esta Memoria, que este es un análisis complementario que permite contextualizar el análisis de costes que habilita la toma de decisión respecto al incremento, o no, de los parámetros retributivos.

Efectivamente, permite conocer la situación financiera de los principales grupos empresariales del sector pues, visto el peso de la actividad de distribución en estas empresas, sus decisiones estratégicas y operativas atañen principalmente a esta actividad.

Como señala la Memoria, el análisis constató que los *“costes operativos de Redexis S.A. están en línea con el resto de las empresas”* y que *“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”* para concluir que *“la empresa Redexis S.A. se encuentra en una situación financiera positiva y muy similar al resto de las empresas del sector”*.

Según lo anteriormente indicado, este análisis complementario efectuado en la memoria no adolece de justificación, ni incurre en arbitrariedad o error patente.

- Sobre que no puede basarse en las orientaciones de política energética de la Orden TEC/406/2019 para fundamentar una Resolución contraria al aumento de su retribución, *“so pena de incurrir en patente arbitrariedad proscrita por el artículo 9.3 de la Constitución”*. Y ello al ser la Circular conforme a dichas orientaciones, de modo que un acto derivado de dicha Circular no podría contravenirlas.

No puede aceptarse esta alegación

Las mencionadas orientaciones establecen en su artículo 9.2: *“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”*.

Así pues, ha de aclararse que ciertas afirmaciones de la Memoria, y en particular la que señala que *“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”*, responden al bien entendido de que, como la propia Memoria justifica, *“no se observa un supuesto sobrecoste en las redes de Baleares con relación al resto de las empresas ubicadas en la península”*.

Efectivamente, si se incrementaran los parámetros retributivos actuales sin haberse justificado unos mayores costes debidos a la insularidad, se estaría ampliando el umbral económico que tienen las empresas para tomar la decisión de realizar las inversiones requeridas para extender la red de distribución. Es decir, posibilitaría la extensión de la red en contra de lo indicado en la Orden TEC/406/2019.

No hay asomo de arbitrariedad en lo anterior. Todo lo contrario. La CNMC ha efectuado un análisis estrictamente técnico, respetuoso con las orientaciones de política energética, que lleva a la conclusión de que no procede incrementar los parámetros retributivos de REDEXIS por razón de la insularidad al no estar justificado a partir del análisis de costes.

III.FUNDAMENTOS DE DERECHO

Corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 Competencia⁴.

En ejercicio de dicha competencia, 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.

⁴ 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 18/2014⁵, 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”*.

⁵ 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 vigésima⁶ 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

⁶Vigésima. *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 1/2018⁷, 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:

⁷ 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.”*

IV. 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 inversión⁸) 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 propanado⁹.

En España existen 19 empresas distribuidoras de gas¹⁰, 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).
- b. 1 empresa realiza su actividad tanto en territorio peninsular como en territorio insular.
 - o Redexis S.A. (anterior Redexis Gas S.A.): Empresa perteneciente al Grupo Redexis que desarrolla la actividad en Ibiza y Mallorca (Islas

⁸ Incluye posiciones, ERMs, gas talón del gasoducto, así como la E.C. construida para presurizar hasta 220 bar el gas vehiculado por el gasoducto.

⁹ Mezcla de aire y gas propano con un *índice de Wobbe* equivalente al gas natural.

¹⁰ No se tiene en cuenta en este análisis a la empresa Domus Mil debido a su reciente incorporación en el sistema.

Baleares), además de otras CC.AA. de la península¹¹: 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.
- o 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. ⁽¹⁾	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

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 Gasa, S.A.	P	País Vasco
234	G. MRG	Madrileña 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

¹¹ Redexis S.A. tiene unos activos residuales en Canarias que no presentan actividad alguna.

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 34/1998¹².

¹² “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”

2.1. Metodología retributiva entre 2002-2020

La metodología retributiva inicial de distribución fue establecida por la **Orden ECO/301/2002**¹³ y las ordenes posteriores¹⁴ 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 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 redes¹⁵. 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.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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		

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 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/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.

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:

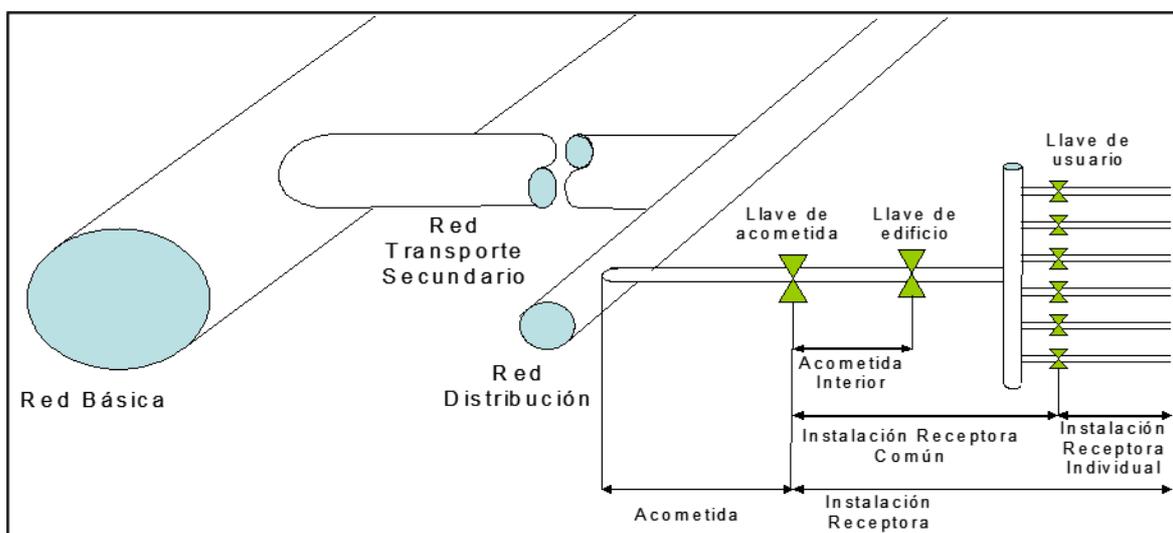
- La propia red de distribución.
- Las instalaciones complementarias (acometida¹⁶, instalación receptora de

¹⁶ 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.

combustibles gaseosos¹⁷, y punto de suministro¹⁸) que permiten vehicular el gas desde la citada red de distribución hasta el usuario final¹⁹. Estas tienen un régimen económico diferente de acuerdo con el apartado 2 del citado artículo 91.

- 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

¹⁷ 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).

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

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 regulados²⁰. 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, 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 empresas²¹ 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 €²²) 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

²⁰ 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.

²¹ 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.

²² 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

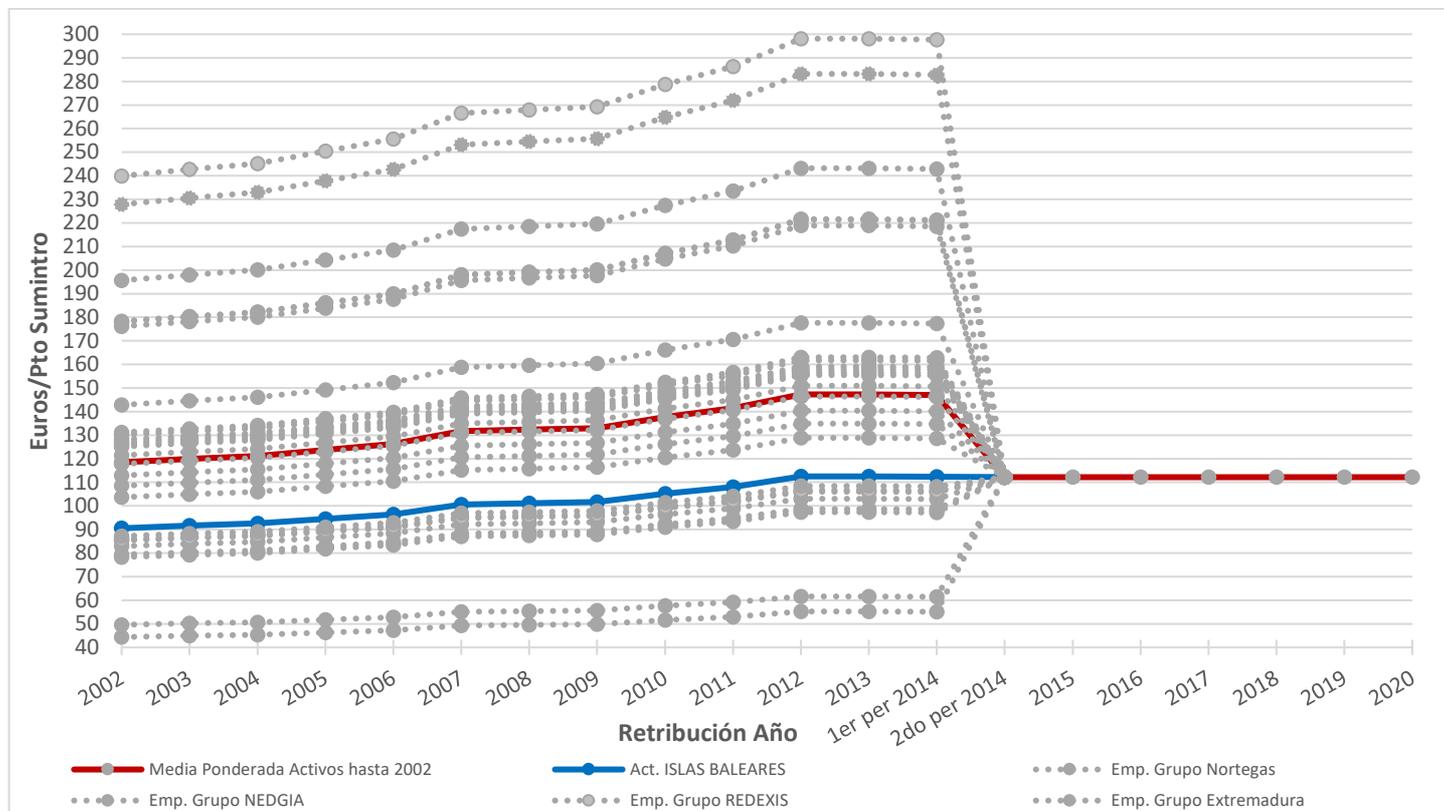
distribuida a menos de 4 bar (en adelante, en redes $P_{sum} \leq 4\text{bar}$) y 1,6 €/MWh para energía distribuida a más de 4 bar (en adelante, en redes $P_{sum} > 4\text{bar}$). Como estas inversiones, tal y como se ha explicado, estaban siendo retribuidas de manera diferente a través de la metodología de 2002, en función de que se hubieran realizado antes o después de dicho año²³, 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 $P_{sum} < 4\text{bar}$ y 1,48€/MWh en redes $P > 4\text{bar}$ para 2002; y los 147,29 €/PS, 4,91 €/MWh en redes $P < 4\text{bar}$ y 1,83 €/MWh en redes $P_{sum} > 4\text{bar}$ para 2013.

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.

²³ 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

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.

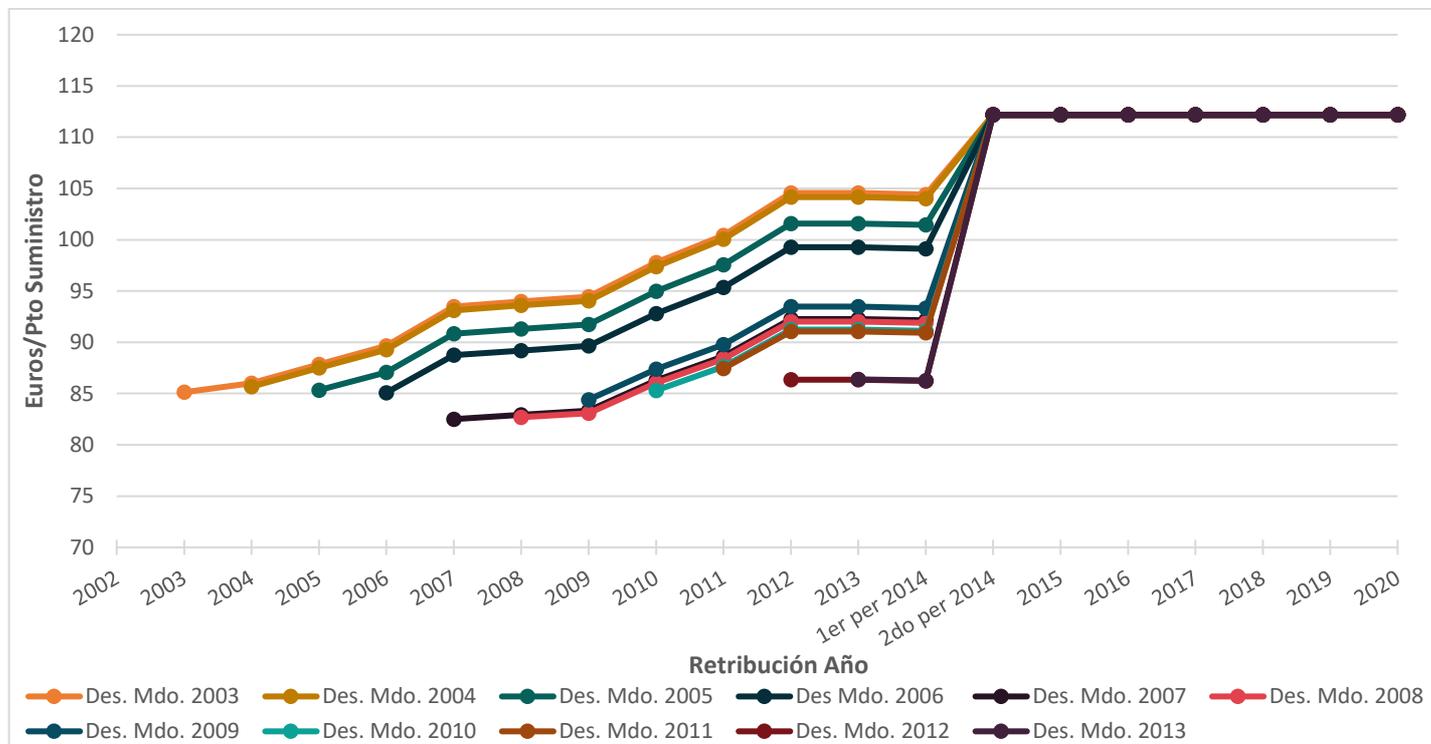


Fuente: CNMC

- 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 diferente²⁴.

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/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.

Por último, como las metodologías anteriores de distribución, la metodología aplicable en 2021-2026 se complementa con el resto de los regímenes retributivos asociados a las diversas subactividades de la distribución²⁵ relacionadas con las instalaciones complementarias y/o servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios, explicados con

²⁴ La única diferencia considerada en el modelo retributivo diferencia si el municipio en cuestión es de reciente gasificación o no.

²⁵ 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.

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 insulares²⁶: 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 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.

²⁶ Los mismos que la propia CNMC reconoció para la actividad de distribución eléctrica.

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 sobre coste 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 sobre coste 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.

V. 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 datos²⁷ 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 PS	Longitud de red km	Energía distribuida <60 bar MWh	Consumo unitario MWh/PS	Densidad de red		Energía distribuida por red MWh/km
					m/PS	PS/km		
Península (sin G. Redexis)		7.308.545	65.827	184.667.770	25	9,0	111	2.805
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 Canaria (DISA)	I	74	10	41.944	571	142,6	7	4.003
TOTAL SECTOR GAS		7.911.919	73.633	199.455.907	25	9,3	107	2.709

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 Canaria) 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.

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

²⁷ 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.

cada punto de suministro de la red podría no compensar los recursos invertidos para conectar estos puntos de suministro.

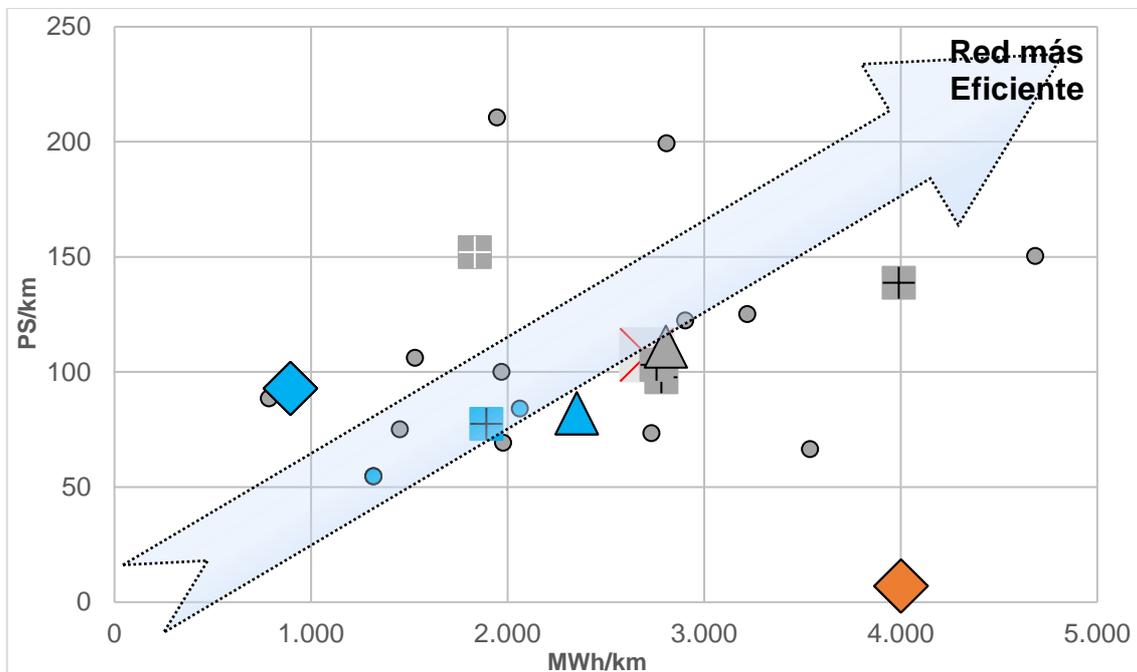
Con objeto de facilitar la correcta interpretación de los gráficos que se irán presentando a lo largo de este análisis, la Tabla 4 muestra las leyendas que serán invariantes en todo el informe. A modo de resumen, en relación con las formas utilizadas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; 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	⊗

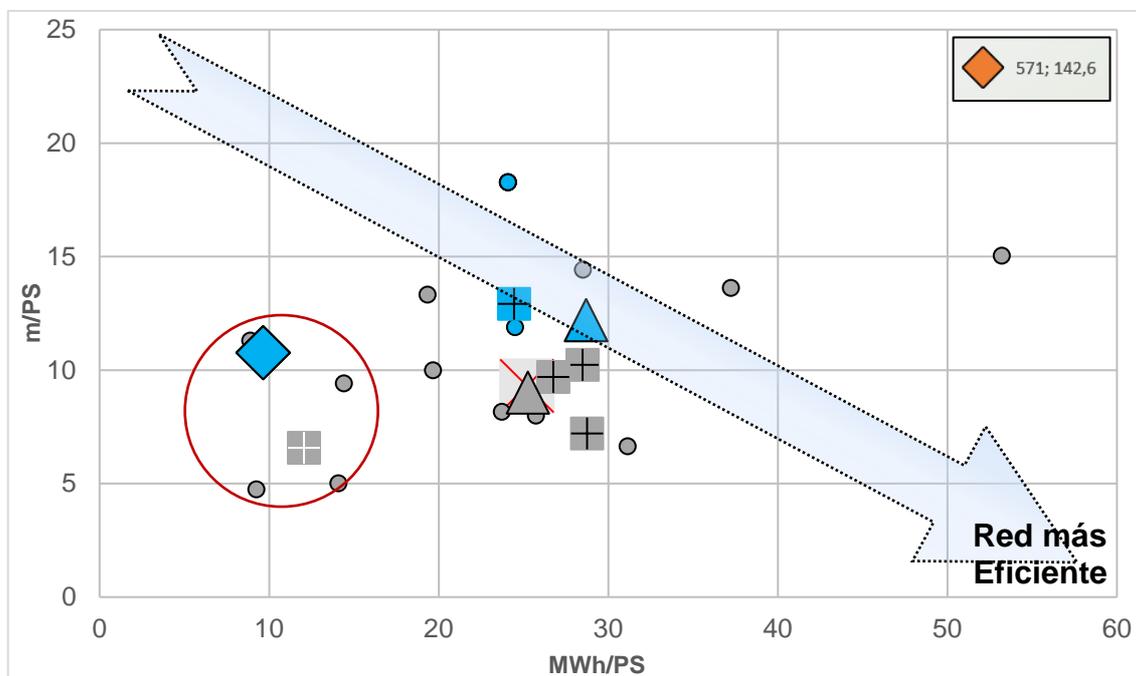
Fuente: CNMC

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 Canaria (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 Canaria) no lo son, al presentar ratios muy atípicas²⁸ 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 ello se parte del año 2002²⁹, año en el que entra en vigor el modelo retributivo basado en el desarrollo de la actividad (fórmula paramétrica)³⁰ 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 territorial³¹.

²⁸ 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.

²⁹ 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.

³⁰ 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.

³¹ 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

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

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 conectadas 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

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.

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 fósiles³².

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).

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.

³² 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 administraciones públicas de Canarias, y el art. 45 la reducción de la generación eléctrica con combustibles fósiles.

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
Península (sin G. Redexis)		4.487.741	7.322.946	29.989	65.971	171.400.308	183.199.400	2,9%	4,7%	0,4%
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 Canaria (*)	I	-	79	-	10	-	41.910	N/A	N/A	N/A
TOTAL DEL SECTOR		4.761.538	7.940.995	31.535	74.035	175.076.007	198.397.982	3,1%	5,1%	0,7%

Nota (*): GARE Canaria 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 los 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
Península (sin G. Redexis)		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 Canaria (DISA)	I	0	0,0	0	0	531	132,6	8	3.999
TOTAL SECTOR GAS		37	6,6	151	5.552	25	9,3	107	2.680

Fuente: CNMC

Con el objetivo de analizar con mayor profundidad los 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 utilizadas³³.

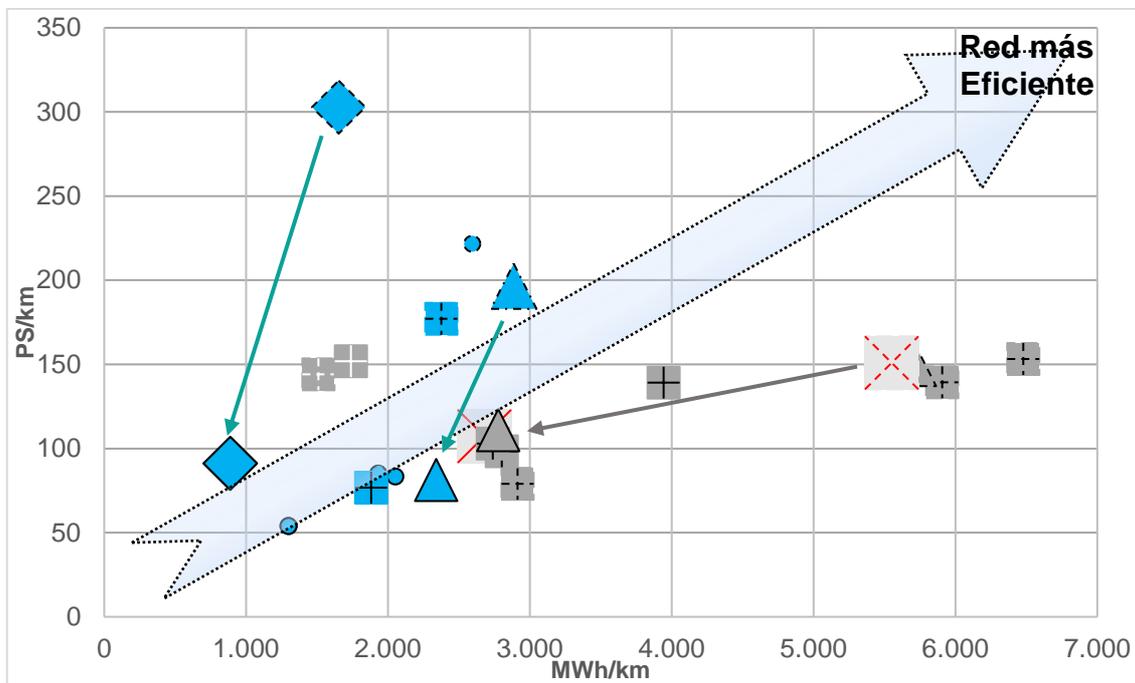
Tabla 8. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión.

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

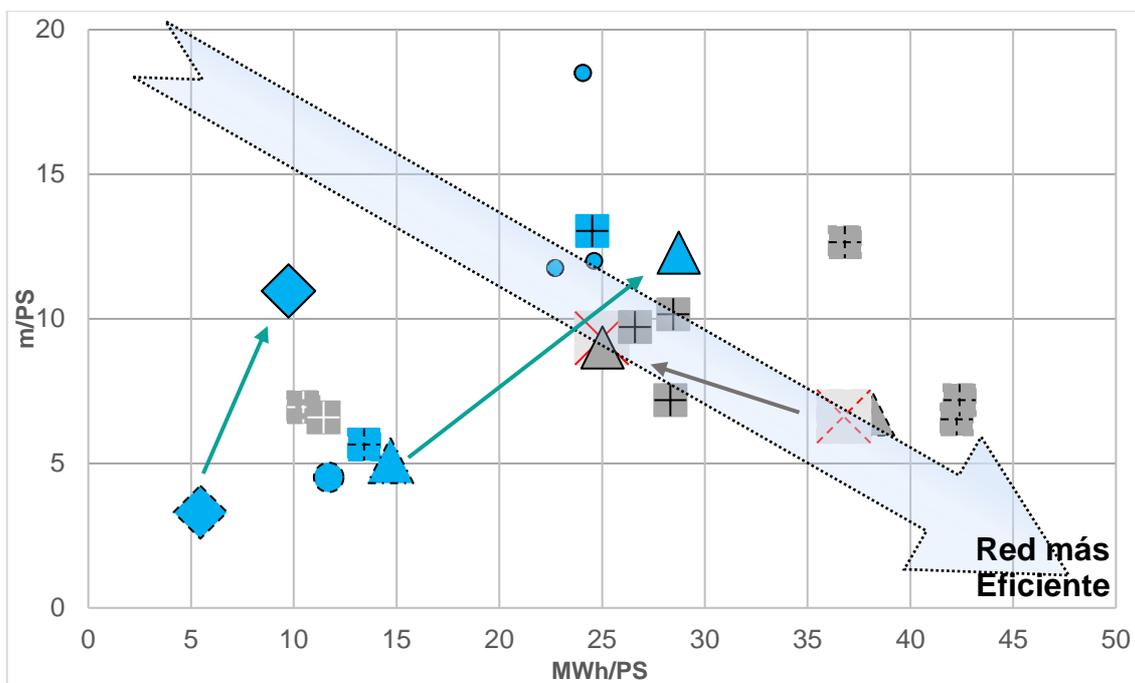
³³ En relación con las formas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. En relación con los colores: el gris representa a las empresas del sector; 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 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

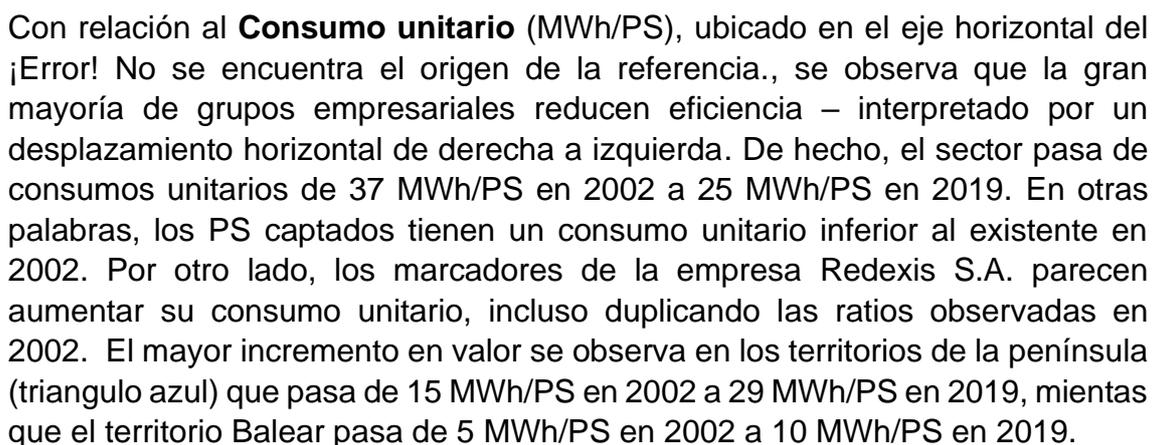
**Gráfico 6. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019.
 Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y).**



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  ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., 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 empresas³⁴, 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 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 dónde se ubicaba la red de distribución.

Analizada la información recibida, se optó por que los análisis se enfocarán exclusivamente en la actividad de distribución retribuida por el 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

³⁴ Esta Comisión está desarrollándola a raíz de lo dispuesto en la Disposición Adicional Séptima de la Circular 4/2020.

insular y peninsular, se emplea el valor histórico del inmovilizado bruto no financiero de cada una de ellas³⁵. 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.

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
Península (sin G. Redexis)	P	12.101.565.570	11.927.911.482	12.014.738.526
G. Redexis	P/I	930.300.291	981.945.552	956.122.921
Redexis S.A: Península	P	571.224.610	605.692.755	588.458.682
Redexis S.A: Baleares	I	150.808.198	161.705.630	156.256.914
Redexis S.A: Canarias	I	281.054	281.467	281.260
GARE Canaria (G. DISA)	I	3.753.330	3.779.761	3.766.545
TOTAL		13.035.619.191	12.913.636.795	12.974.627.993

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

³⁵ 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.

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
Península (sin G. Redexis)	P	434.418.000	353.284.000	393.851.000
G. Redexis	P/I	28.795.408	21.838.121	25.316.765
Redexis S.A. Península	P	19.547.013	13.525.172	16.536.092
Redexis S.A.: Baleares	I	6.975.702	5.850.639	6.413.170
Redexis S.A.: Canarias	I	-14.100	0	-7.050
GARE Canaria (G. DISA)	I	256.706	304.417	280.562
TOTAL		463.470.114	375.426.538	419.448.326

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
Península (sin G. Redexis)		1.643,9	182.520,4	65,1	53,9	5.983,1	2,1
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 Canaria (DISA)	I	51.245,5	359.437,5	89,8	3.817,2	26.773,7	6,7
TOTAL SECTOR GAS		1.639,9	176.207,1	65,1	53,0	5.696,5	2,1

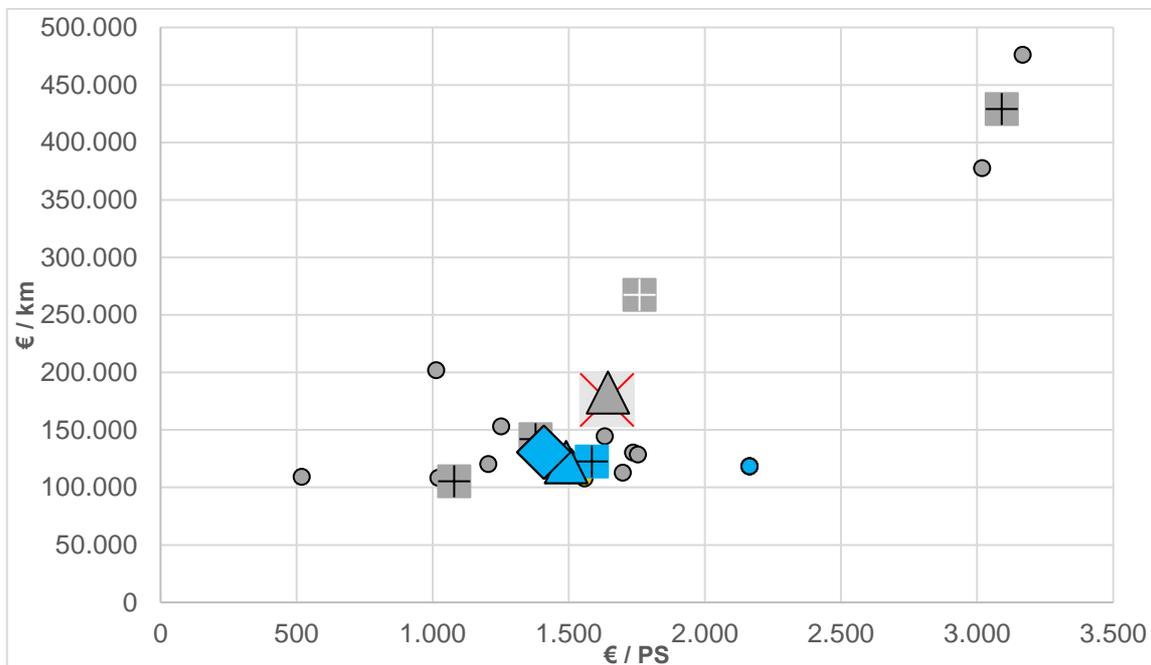
Fuente: CNMC según información aportada por las empresas

Con el objetivo de analizar los ratios en cuestión se presentan los siguientes diagramas de dispersión³⁶ 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 utilizadas³⁷.

³⁶ 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.

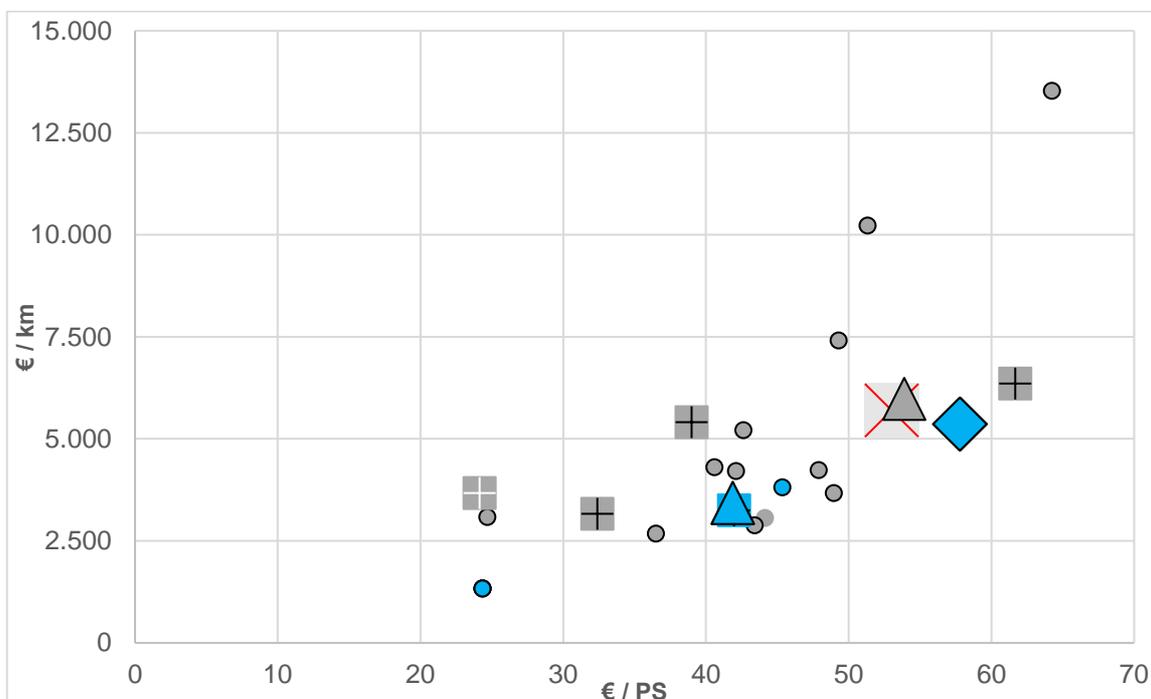
³⁷ En relación con las formas: los cuadrados representan a los grupos empresariales; los círculos, a las empresas; el triángulo, a la agregación de empresas o CC.AA. en la Península; y el rombo, a las redes en territorio insular. En relación con los colores: el gris representa a las empresas del sector; 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 Canaria, 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 Canaria 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
Península (sin Redexis)			1.340.949.969	1.315.284.526	1.328.117.247	182	20.176	7,2
G. Redexis	P/I		105.520.319	106.952.645	106.236.482	176	13.628	7,2
Redexis S.A.	P/I		89.004.736	90.250.716	89.627.726	177	14.907	7,2
R.S.A: Península	P		72.752.125	73.497.436	73.124.781	185	15.181	6,5
R.S.A: Baleares	I		16.252.611	16.753.279	16.502.945	149	13.804	15,4
GARE Canaria (G. DISA)(*)	I		197.411	197.279	197.345	2.685	18.832	4,7
TOTAL SECTOR GAS			1.446.667.699	1.422.434.451	1.434.551.075	181	19.482	7,2

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 utilizadas³⁸.

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 natural³⁹. 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.

³⁸ 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

³⁹ Circular 4/2020, de la CNMC.

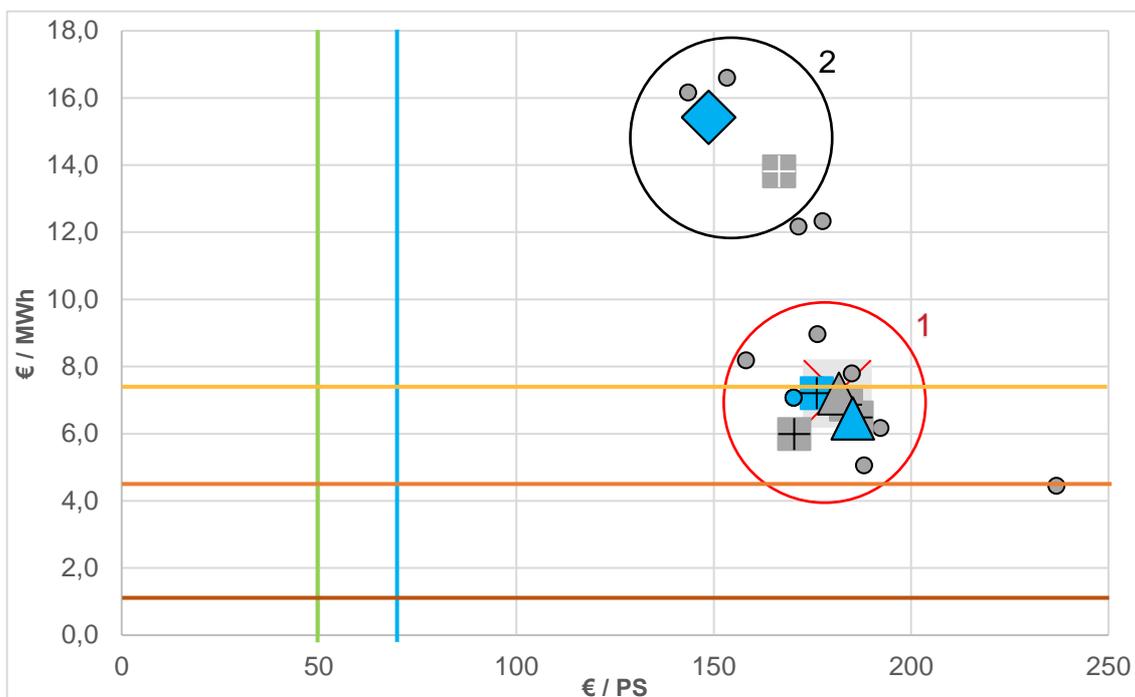
Tabla 13. Parámetros retributivos para el periodo regulatorio en vigor (2021-2026).

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 V.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 Canaria, 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**.

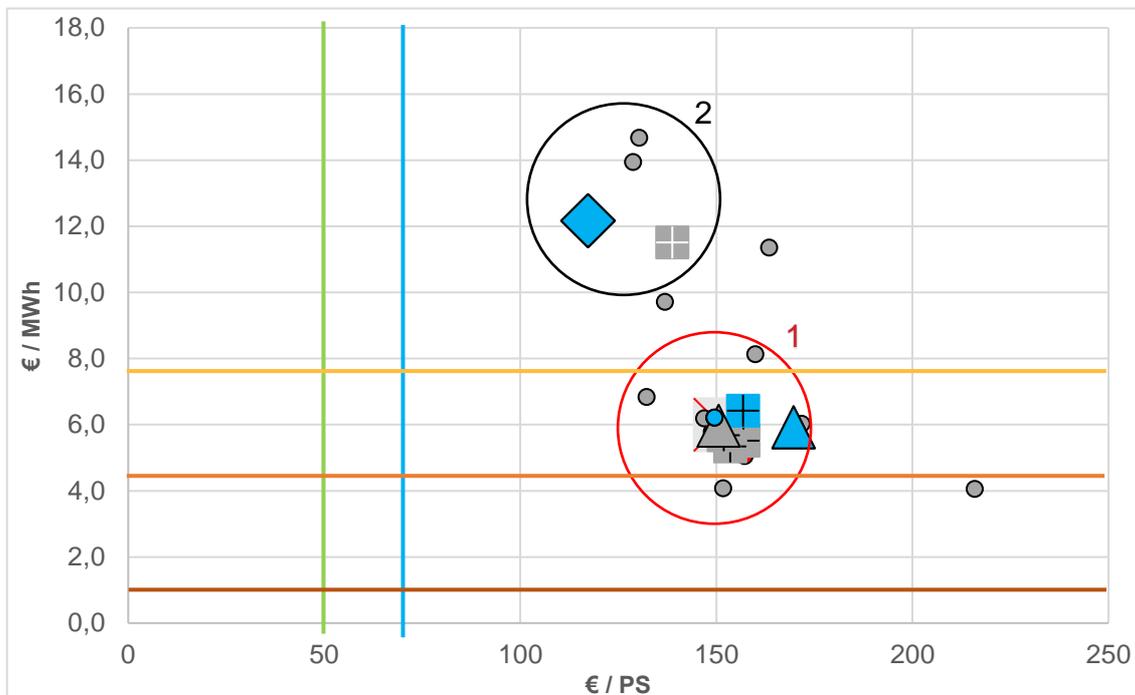
Tabla 14. Retribución y Ratios retributivos con ajuste. Promedio 2018-2019.

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
Península (sin Redexis)		1.328.117.247	-227.423.035	1.100.694.212	151	16.721	6,0
G. Redexis	P/I	106.236.482	-11.616.311	94.620.171	157	12.138	6,4
Redexis S.A.	P/I	89.627.726	-9.596.229	80.031.497	158	13.311	6,5
R.S.A: Península	P	73.124.781	-6.110.603	67.014.178	170	13.913	5,9
R.S.A: Baleares	I	16.502.945	-3.485.626	13.017.319	117	10.888	12,2
R.S.A: Canarias	†	0	0	0	-	-	-
GARE Canaria (G. DISA) (*)	I	197.345	0	197.345	2.685	18.832	4,7
TOTAL SECTOR GAS		1.434.551.075	-239.039.346	1.195.511.729	151	16.236	6,0

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 V.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 Canaria 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 Negocio⁴⁰ de los principales grupos empresariales.

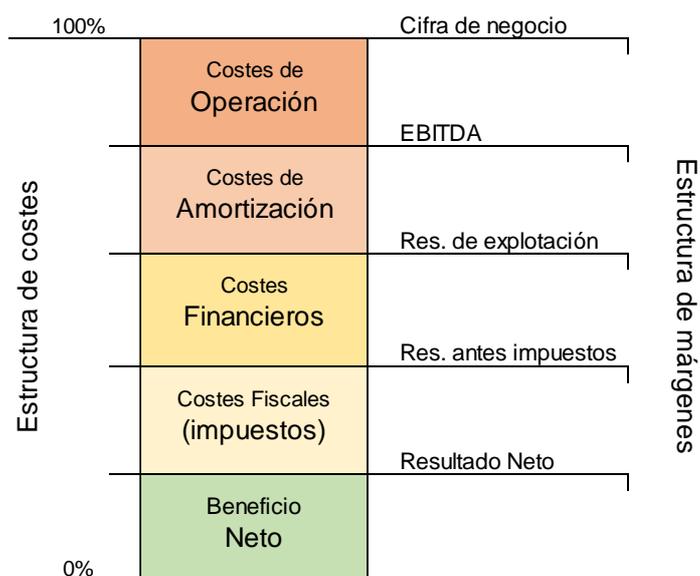
En miles de €	Promedio de Cifra de negocio		
	Total empresa	Act. Distribución	Peso (%)
Grupos empresariales	[1]	[2]	[2 / 1]
Península (sin Redexis)	6.332.997	5.408.826	85%
G. Redexis	647.847	517.305	80%
Redexis S.A.	552.360	431.441	78%
GARE Canaria (G. DISA)	7.868	7.868	100%
TOTAL SECTOR GAS	6.988.712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

Fuente: SICSE

⁴⁰ 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)⁴¹ 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 Canaria (DISA)	101%	1,8%	10%	1,1%	-4%	-10%
TOTAL SECTOR GAS	25%	-3,6%	35%	6%	8%	30%

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 Canaria 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

⁴¹ 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 estrategias⁴² 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 EBITDA⁴³ 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.

⁴² 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).

⁴³ "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)⁴⁴ 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 Canaria (DISA)	-3%	-13%	-14%	-10%	0%
TOTAL SECTOR GAS	79%	44%	38%	30%	55%

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 Canaria 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 Canaria.

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

⁴⁴ 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 Canaria, 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 ⁴⁵.
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 Canaria (DISA)	101%	10%	-3%	-10%
TOTAL SECTOR GAS	24%	36%	76%	36%

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 Canaria 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 Canaria no lo ha hecho.

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

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

Fuente: SICSE

⁴⁵ 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.

VI. 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 sobrecoste en las redes de Baleares con relación al resto de las empresas ubicadas en la península.

1. Los costes unitarios de CAPEX⁴⁶ y OPEX⁴⁷ 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 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 las 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 operación⁴⁸ que representan el 20% de

⁴⁶ Coste unitario CAPEX: 130.700 €/km o 1.408 €/PS en las islas Baleares vs 176.207 €/km o 1.640 €/PS del sector

⁴⁷ Coste unitario OPEX: 5.364 €/km o 58 €/PS en las islas Baleares vs 5.697 €/km o 53 €/PS del sector

⁴⁸ 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

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 financieros, deja un 80% de margen.

Haciendo el análisis al nivel de la actividad de distribución gasista⁴⁹, 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 Canaria, 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 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 incentivaría la expansión de las redes sin un correlativo aumento previsible de demanda, lo cual no es respetuoso con las orientaciones de política energética establecidas a través de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, ni constituye un objetivo deseable en el contexto de descarbonización en el que dichas orientaciones se inspiran.

“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.

⁴⁹ 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

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado de empresas incumbidas.....	25
Tabla 2. Listado de empresas cotejables.....	25
Tabla 3. Datos y Ratios de Configuración de red. Promedio 2018-2019.....	40
Tabla 4. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión.	41
Tabla 5. Crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2013 vs 2019.....	44
Tabla 6. Datos y crecimiento anual de la red. Años 2002 vs 2019.....	46
Tabla 7. Ratios de Configuración de red. Años 2002 vs 2019.....	47
Tabla 8. Leyendas necesarias para interpretar los diagramas de dispersión.	47
Tabla 9. Costes de inversión (CAPEX) a considerar en la subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60.	51
Tabla 10. Costes de operación (OPEX) a considerar en la subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60.	52
Tabla 11. Ratios de costes: CAPEX y OPEX. Promedio 2018-2019.....	53
Tabla 12. Retribución percibida y Ratios de retribución. Promedio 2018-2019.....	57
Tabla 13. Parámetros retributivos para el periodo regulatorio en vigor (2021-2026).	58
Tabla 14. Retribución y Ratios retributivos con ajuste. Promedio 2018-2019.....	60
Tabla 15. Promedio 2017-2020 de la Cifra de Negocio de los principales grupos empresariales.	62
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.	64
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.....	66
Tabla 18. Estructura de costes y estructura de beneficios de la Cuenta P/G. Actividad de distribución. Promedio 2017-2020.....	68
Tabla 19. Resumen Cuenta P/G de GARE Canaria 2016-2020.....	68

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.	33
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.....	34
Gráfico 3. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).....	41
Gráfico 4. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Promedio 2018-2019. Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y).	42
Gráfico 5. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019. Energía distribuida (eje X) vs Densidad de red (eje Y).....	48
Gráfico 6. Diagrama de dispersión de los Ratios de red. Años 2002 vs 2019. Consumo unitario (eje X) vs Densidad de red (eje Y).	48

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).....	54
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).....	54
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).	58
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).	61

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.	30
Ilustración 2. Diagrama simplificado de los elementos de la Cuenta de P/G.	63