



MEMORIA SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.

RAP/DE/015/20

abril 2024

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO	3
2. FUNDAMENTOS DE DERECHO	3
3. ANTECEDENTES.....	7
4. MODELO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	10
4.1. Extracoste del GLP en el archipiélago de Canarias.....	11
5. ANALISIS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS	12
5.1. Configuración de la red	13
5.2. Evolución de la red	13
5.3. Análisis de los Costes declarados.....	14
5.4. Análisis de los Estados Financieros de GARE	15
6. PRESPECTIVAS DE LA ACTIVIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS	16
7. CONCLUSIONES	18

MEMORIA PUBLICA SOBRE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN APLICABLE POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE GASIFICADORA REGIONAL CANARIA S.A.

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente memoria justificar la resolución 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 de GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A. (GARE, en adelante), empresa perteneciente al grupo DISA.

2. 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 Competencia¹.

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.

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*

¹ 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.

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 18/2014², 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”*.

Por su parte, la disposición transitoria vigésima³ indica que las empresas distribuidoras en territorios extrapeninsulares podrán efectuar el suministro de

² 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.

³ Vigésima. Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares.

“Hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial podrán efectuar el

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 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.

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”.

Sobre la regulación específica en Canarias

El artículo 163.1 de la Ley Orgánica 1/2018⁴, 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:

“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

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

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.”*

3. ANTECEDENTES

La actividad de distribución de gas natural se realiza en las Islas Canarias únicamente en el municipio de Adeje (Tenerife) a través de una red de distribución que suministra aire propanado y operada por GARE.

Esta compañía ha señalado la insuficiencia retributiva que resulta de la aplicación 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 y ha solicitado que, conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la misma, se proceda a incrementar los parámetros de retribución que aplican en el caso de empresa distribuidoras en territorios insulares.

Con fecha 17 de marzo de 2023, la CNMC sometió a trámite de audiencia la propuesta 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.” conforme al segundo apartado de la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020.

Con la misma fecha se envió a los interesados y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos las propuestas, junto con la versión pública de la Memoria que las justifica, a fin de que presentaran las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 3 de abril.

En el documento de la Memoria, se llevó a cabo un 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. En relación con GARE se concluye que, efectivamente, la empresa está operando a pérdidas, proponiendo un incremento de la retribución en un importe fijo de 350.000 €/año como compensación.

En las alegaciones GARE afirma estar de acuerdo tanto con la valoración de la CNMC de los costes operativos y financieros de la compañía como de la necesidad de una retribución fija adicional que cubra el coste operativo derivado de la especificidad de la distribución de gas en Canarias. No obstante, señala, entre otras, que el importe calculado por la CNMC no permite una retribución adecuada para el periodo regulatorio vigente ni recuperar la tasa de retribución financiera del 5,83% prevista en la actividad de distribución de gas natural. Por ello solicita incrementar la retribución adicional hasta 737.700€/año.

Tal alegación debe valorarse a tenor de 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 obedece a su estrategia empresarial y a su propia valoración del riesgo de expandir (o no) la red.

Este esquema era conocido por GARE cuando decidió desarrollar la actividad de distribución. De hecho, en aquel momento, GARE hizo uso de un mecanismo retributivo que estuvo aplicable hasta 2014, denominado “*Retribución específica de instalaciones de distribución*” que dotaba de una retribución adicional a aquellas distribuidoras que hubieran suscrito convenios con alguna comunidad autónoma para acometer la gasificación de núcleos de población que no

dispongan de gas natural⁵, siempre y cuando cumplieran una serie de condiciones.

En la Resolución de 16 de diciembre de 2008 de la DGPEyM, por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en los años 2007 y 2008, se le pre-asignó a GARE una retribución específica de 1.774.643 € tras cumplir con el procedimiento de la Resolución de la Secretaria General de Energía de 13 de marzo de 2007, donde, entre otra documentación, se aportaba el formulario oficial “Excel” de solicitud de retribución específica para el núcleo de población de Adeje (Tenerife). Con fecha 10 noviembre 2011, el Consejo de la CNE resolvió no liquidar la retribución preasignada en tanto que no se acreditaron adecuadamente las condiciones bajo las que se asignó tal retribución.

El formulario Excel presentado para obtener la retribución específica contenía un plan de negocio a 30 años sobre el mercado potencial. Según dicho plan, GARE estimaba atender durante los primeros 10 años una media de 2.855 Puntos Suministro al año (1.074 serían atendidos en el primer año y 3.973 en el décimo) y suministrarles de media 40.500 MWh/año (35.904 MWh serían suministrados en el primer año y 44.052 en el décimo).

Tales valores contrastan con los datos de 2019 (79 puntos de suministro y 41.910 MWh) sobre todo en lo que se refiere a la cifra de puntos de suministro, muy alejada de las previsiones iniciales de la empresa, y que revelan la falta de desarrollo del mercado doméstico en la actualidad. De haberse desarrollado dicho mercado doméstico de la zona, como estaba previsto, podría haberle supuesto una retribución anual adicional de aproximadamente 450.677 €. En consecuencia, el coste de la no consecución de los objetivos iniciales por parte del titular no puede trasladarse al sistema gasista mediante retribuciones adicionales pues como se desarrolla más adelante, no tienen cabida en el modelo retributivo en vigor de esta actividad.

Una vez analizada la situación del mercado de la distribución de Canarias y vistas las alegaciones a las propuestas de Resolución se considera que las redes de Canarias tienen una configuración atípica, esta situación no se debería a la especificidad del territorio insular canario, sino a la falta de captación de la demanda esperada, una cuestión, unida a la falta de desarrollo efectivo de las

⁵ Desde 2007, con las modificaciones introducidos por la Orden ITC/3993/2006, se reservaba un máximo de 5.000.0000 € para las instalaciones de distribución de combustibles gaseosos por canalización a construir en el ámbito territorial del archipiélago canario.

⁶ Asumiendo el número medio PS y MWh previsto para el periodo y la retribución unitaria para consumidores conectados a redes P<4bar con un consumo 50 MWh/año aprobadas por la Circular 4/2020.

infraestructuras planificadas de gas natural, que excedería del ámbito de la metodología retributiva, no siendo aplicable a este caso la Disposición Adicional Cuarta de la Circular 4/2020, de 31 de marzo por lo que se realiza una nueva propuesta resolución.

4. MODELO RETRIBUTIVO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

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 idénticos, sin considerar si el coste de extensión de la red que sea requerido y la gestión/operación posterior de cada uno sea diferente.

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 razonamientos ligados 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.

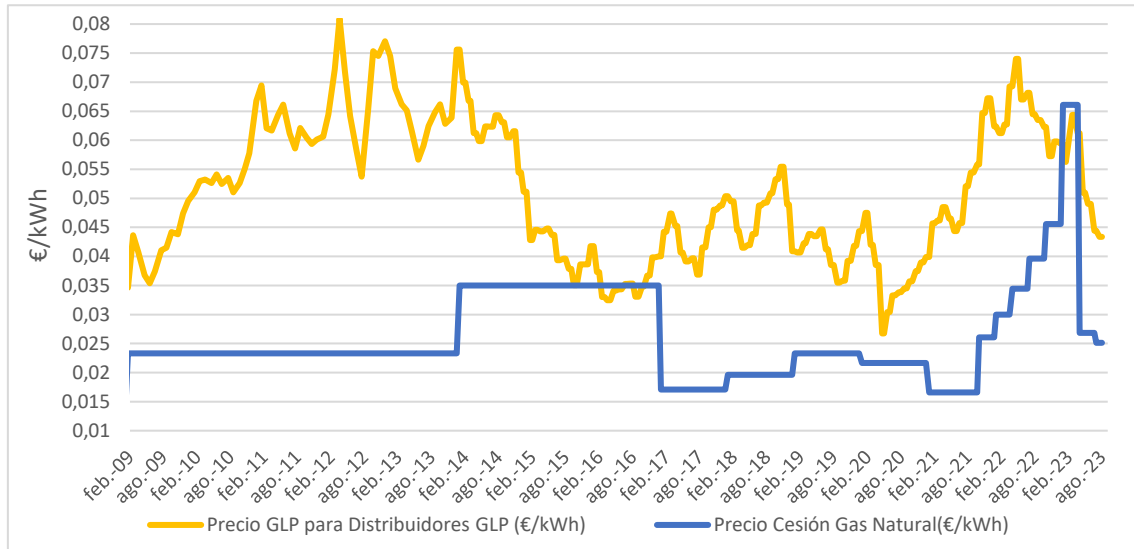
- a) El modelo de retribución actual es coherente con el desarrollo de una red de distribución en el que las instalaciones se dimensionan para satisfacer un mercado objetivo, por lo que únicamente se deben introducir redes de distribución donde resulte rentable.
- b) El modelo de retribución actual requiere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

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

4.1. Extracoste del GLP en el archipiélago de Canarias

Adicionalmente, en el caso de GARE, la regulación prevé una compensación por las diferencias de costes entre el GLP y el gas natural.

Figura 1 Evolución Precios GLP para Distribuidores GLP Canalizado y Cesión Gas Natural



Así, el artículo 7.b) del Real Decreto 1184/2020 determina que dentro de los costes regulados a cubrir por cargos a determinar por el Ministerio se encuentra el “Coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de plantas de gas natural licuado, así como la retribución a la actividad de suministro realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios”

Actualmente, el coste diferencial se determina aplicando la fórmula del apartado 3 de la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021.

5. ANALISIS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS

De acuerdo con el análisis realizado por la Dirección de Energía de la CNMC en la Memoria de las propuestas de resolución, se observa que GARE opera bajo unas condiciones no comparables al resto de distribuidoras de gas natural España.

En los próximos epígrafes se muestra que la situación de las ratios de uso de la red, la evolución de mercado y los costes de inversión (CAPEX) y los costes operación (OPEX) en comparación con el resto de las empresas implican que GARE no alcanzaría un desempeño positivo dados los parámetros que determinan la metodología retributiva de la Circular 8/2019

5.1. 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 con las siguientes ratios:

- 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

En comparación al resto de distribuidoras de gas, lo primero a destacar son las ratios tan desproporcionadas de la empresa GARE 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 tanto, GARE no logra aprovechar el despliegue de red existente para añadir nuevos consumidores y, pese a tener conectados a algunos consumidores comerciales de gran consumo (incluyendo un parque acuático y hoteles de distintas cadenas), en el segmento doméstico no ha logrado penetrar como el resto de sus homólogas del resto de España, incluido Baleares.

Tabla 1. Datos y Ratios de Configuración de red. Promedio 2018-2019.

Grupo empresarial	Área	Datos Promedio 2018-2019			Ratios de red Promedio 2018-2019			
		Puntos de Suministro	Longitud de red	Energía distribuida <60 bar	Consumo unitario	Densidad de red		Energía distribuida por red
		PS	km	MWh	MWh/PS	m/PS	PS/km	MWh/km
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

5.2. Evolución de la red

Para entender la configuración de la red gasista actual (2018-2019) es necesario analizar su evolución, cuyo crecimiento y desarrollo son el resultado de las decisiones de las empresas distribuidoras del sector gasista a la vista de los diferentes modelos retributivos que han existido desde que se introdujo el gas natural en los años 70.

Analizando desde el año 2002, año en el que entra en vigor el modelo retributivo basado en el desarrollo de la actividad (fórmula paramétrica) hasta el año 2019, la evolución de la red en Canarias es distinta al resto de distribuidoras de gas en España. En primer lugar, porque la distribución de gas natural se inició en 2008; y, en segundo lugar, porque el desarrollo de la red tras las modificaciones introducidas en el modelo retributivo por la Ley 18/2014 (periodo 2013-2019) a pesar de mostrar crecimientos en longitud de red (24%) que conllevaron un incremento muy superior de PS (41%) y de energía distribuida (32%), en términos absolutos, el crecimiento obtenido en los últimos años resulta poco significativo (menos de 70 PS adicionales y menos de 34 GWh), dando **claros indicios de que la actividad en Canarias no se ha desarrollado según las previsiones iniciales lo que no permite aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado como pretende el actual modelo de retribución.**

Más aún, recientes desarrollos legislativos de las islas Canarias como la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, estarían dando señales para reducir el consumo de combustibles fósiles desincentivando aún más el desarrollo de mercados basados en estos combustibles.

Tabla 2. 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.

5.3. Análisis de los Costes declarados

En lo que respecta a las ratios de las redes de GARE, tanto en CAPEX como en OPEX, se observan unos niveles de coste muy superiores al resto de empresas. Por poner un ejemplo, el coste de inversión y el coste operacional por punto de suministro supera los 51.000 €/PS en el primero (sector: 1.640 €/PS) y está próximo a los 3.900 €/PS en el segundo (sector: 53 €/PS).

Tabla 3 Ratios de costes: CAPEX y OPEX. Promedio 2018-2019.

en subactividad Distribución Retribuida por la Circular – AR-G-60		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

5.4. Análisis de los Estados Financieros de GARE

GARE es la única distribuidora de gas en España que arroja resultados de la cuenta de pérdidas y ganancias negativos en el periodo analizado de 2017 a 2020. Obtiene un EBITDA sobre cifra de negocio del -3% y un resultado neto sobre la cifra de negocio del -10%. De hecho, 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. Además, GARE es la única empresa distribuidora de gas en España que no reparte dividendos en el periodo analizado.

Tabla 4 Estructura de costes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P/G)⁷ con relación a la Cifra de Negocio (CdN). Empresas gasistas agrupadas por grupos empresariales. Promedio 2017-2020.

%	Estructura de Costes (Promedio 2017-2020)					Resultado
Grupo empresarial	Costes de Operación sobre CdN	Otros Costes de Operación sobre CdN(*)	Costes de Amortización sobre CdN	Costes Financieros sobre CdN	Costes fiscales sobre CdN	Neto 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

⁷ 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 (únicamente aplica al grupo Nedgia).

6. PRESPECTIVAS DE LA ACTIVIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CANARIAS

Cabe valorar que los problemas financieros de GARE podrían ser de carácter estructural, dada la persistente situación de pérdidas que revela su análisis anualmente. Estas dificultades de viabilidad económica en la distribución de gas en las Islas Canarias pueden atribuirse a diversos factores.

Tabla 5. 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

En primer lugar, la compañía no puede suministrar gas natural, como en un primer momento estaba previsto, sino aire propanado, mezcla de aire con GLP, con propiedades equivalentes al gas natural, pero con un coste históricamente superior, coste que está siendo compensado por los consumidores del sistema gasista. Estos gases se emplean temporalmente en redes de distribución de gas hasta que pueden suministrar gas natural tras su conexión con las instalaciones del Sistema Gasista.

En segundo lugar, la compañía ha sufrido las consecuencias de las desviaciones en el desarrollo del gas natural en las Islas Canarias previsto en la Planificación Energética del año 2002 pues, pasados más de 20 años, no se han llevado a cabo las instalaciones previstas para el transporte de gas natural en el archipiélago debido, sobre todo, al cambio en los paradigmas energéticos y la falta de claridad de la viabilidad económica del gas en Canarias.

Los proyectos de transporte de gas natural fueron dilatándose en el tiempo, no solo por el propio proceso administrativo, tal y como evidenciaron los tres documentos de planificación realizados, sino también, por la falta de consumos garantizados desde el sector eléctrico que les dieran viabilidad económica, y por la falta de escalabilidad de las instalaciones planificadas (tal y como pusieron de manifiesto los informes de esta Comisión sobre la Autorización Administrativa de la Planta de Regasificación de Granadilla – INF/DE/130/17 e INF/DE/062/18).

La falta del desarrollo de las infraestructuras de transporte no ayudó al despliegue de la actividad de distribución de gas natural (o en su defecto aire propanado) en las islas, a pesar de la existencia de un mecanismo retributivo específico hasta 2014 y al impulso posterior del Gobierno Canario con la

publicación del Decreto 345/2015 donde señalaba que el interés de varias empresas distribuidoras interesadas *“en suministrar aire propanado en determinados municipios donde actualmente no existe red de distribución, hace necesario regular la forma de resolución en el supuesto de concurrencia de varias solicitudes de autorización administrativa de este tipo de instalaciones contemplado en la normativa de aplicación, que garantice los principios de objetividad, transparencia y libre competencia”* y cuando el Gobierno Canario, en aquel entonces, consideraba *“indispensable promover en Canarias la implantación de instalaciones de distribución para el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización, especialmente para el sector industrial, el hotelero y el de ocio, cuyas empresas necesitan optimizar su consumo energético para poder ser competitivas”*.

En este contexto, cabe destacar que la red de distribución de GARE fue la única infraestructura de gas natural (en realidad aire propanado) construida de aquellas que fueron planificadas. De hecho, GARE puso esta infraestructura en servicio (año 2008) en línea con las fechas previstas inicialmente, aunque no pudo contar con los apoyos económicos pre-asignados por las administraciones para su desarrollo, porque, entre otros motivos, el Gobierno Canario no desembolsó las aportaciones comprometidas. De este modo, la empresa no recibió los apoyos económicos pre-asignados por las administraciones para su desarrollo, lo que habría supuesto unos ingresos de más de 2,5 millones de euros.

De hecho, pese a los intentos del Gobierno Canario en 2015 de dinamizar la actividad de distribución de gas en Canarias, llegando a autorizar la distribución de aire propanado en varios municipios de las islas entre 2016 y 2018, la realidad es que las distribuidoras autorizadas no desarrollaron sus redes. Por otra parte, las circunstancias habrían cambiado como se refleja en los recientes desarrollos legislativos de las islas Canarias como la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias, que estarían dando señales para reducir el consumo de combustibles fósiles.⁸

Por tanto, hoy en día, GARE sería la única distribuidora de aire propanado en las islas y, por ende, la única propietaria de activos del sistema gasista en ellas. Tal y como pone de manifiesto este análisis, su actividad estaría prácticamente

⁸ 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.

congelada y/o habría llegado a su cenit lo que impediría aumentar la retribución mediante el desarrollo de nuevo mercado.

La razón final para que no hayan surgidos otros distribuidores, o llegado el caso GARE no extienda su red, sería la inexistencia de infraestructura de transporte que habilite el aprovisionamiento de gas natural a las Islas Canarias. Esto obliga a suministrar temporalmente (y sin previsibilidad de su duración) aire propanado – mezcla de aire con GLP, producto energético competidor del propio gas natural – a un precio de venta regulado y normalmente inferior al de la propia materia original. Por otra parte, el suministro de GLP en la modalidad a granel puede ser un negocio más interesante, ya que el precio es libre y puede dejarle mayor margen.

Como resultado de lo anterior, es razonable pensar que la actividad de distribución de gas natural en las islas utilizará previsiblemente de forma permanente el aire propanado porque, de todos los proyectos de redes de gas natural planificados, únicamente la red de distribución de GARE se ha materializado. Además, la regulación obliga a la compañía a suministrar (y sin previsibilidad de su duración) el aire propanado a el precio de venta regulado del gas natural y normalmente inferior al de la propia materia original que, aunque es compensado parcialmente por el modelo retributivo, parece no rentabilizar el ampliar y explotar la red existente.

A todo ello se añade que el coste del suministro de gases manufacturados en los territorios insulares se ve influido por las dificultades de aprovisionamiento en el territorio, que adolece de falta de instalaciones de almacenamiento para albergar grandes volúmenes de este producto. La única instalación que cumple estos requisitos es la refinería, hoy inactiva, de Tenerife, para la cual no hay reconocido un acceso de terceros por lo que su uso es exclusivo de CEPSA.

7. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

La situación de insuficiencia financiera para desarrollar la actividad de distribución de gas en Canarias descrita es estructural y requiere de un replanteamiento general y medidas más amplias.

La petición de la compañía de incrementar la retribución de la actividad de distribución de GARE con un importe fijo serviría para aliviar sus dificultades financieras actuales y compensar el déficit operativo estructural, y ello pese a los complementos retributivos que ya percibe a través de los cargos por el sobrecoste del GLP en relación con el precio de gas natural que cobra a los consumidores.

Efectivamente, la problemática actual de la distribución de gas natural en Canarias puede, junto a otros elementos deberse, o al menos haberse agravado

por la falta de aprovisionamientos de gas natural, prevista en épocas anteriores. Del análisis realizado se desprende que la distribución de gas natural en Canarias, sin el apoyo de las infraestructuras de recepción de gas natural previstas en la planificación del año 2002 y en un escenario de descarbonización, no parece haber tenido margen de desarrollo. El suministro de gas se está viendo abocado en la actualidad a emplear aire propanado para suministrar a los consumidores a precios parcialmente soportados por el sistema gasista.

La metodología retributiva de la Circular 8/2020 no está concebida para las redes confinadas de gas propanado, sino para la actividad de distribución gas natural. Los principios básicos de la Circular 8/2020 están encaminados a garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista e incentivar un desarrollo y una gestión eficiente y eficaz y una mejora de la productividad en la actividad de distribución del gas natural. La metodología presupone que la distribución de gas natural tiene acceso a fuentes de aprovisionamiento de gas natural, al tiempo que le resulta posible alcanzar una densidad de red óptima que evite costes excesivamente gravosos para los consumidores.

La red GARE, sin acceso a otras infraestructuras de suministro más eficientes no parece estar resultando ser una red eficiente económicamente, ni se observan, ni se esperan un cambio en las circunstancias de contorno que apoyen un mayor desarrollo de las mismas. En consecuencia, un incremento de los parámetros retributivos para GARE, como inicialmente se había pensado y solicitado por su parte, ni se ajusta a la metodología del modelo actual de retribución, ni solucionaría el problema de rentabilidad si la actividad no puede crecer en ese entorno y supondría, en último término, un incremento de los costes del sistema gasista que estaría perjudicando al resto de usuarios de gas natural a través de peajes más elevados, además de la partida que también soportan en los cargos por el coste diferencial de la materia prima.

Las soluciones de viabilidad de GARE deberían buscarse fuera del modelo retributivo actual que aplica la CNMC, entre los agentes afectado como son la empresa y la Comunidad Autónoma en coordinación con el Ministerio. Existen otras fórmulas, como son las autorizaciones administrativas de distribución y/o suministro de gases licuados del petróleo (GLP) por canalización, que tienen sus propios precios regulados.

En conclusión, se considera que la insuficiencia retributiva de la actividad de distribución de GARE precisa resolverse a través de medidas que den una solución definitiva a los problemas de sostenibilidad de la actividad de gas en Canarias, y que, al no tener encaje en la actual metodología retributiva de distribución de gas natural, sobrepasa las competencias de la CNMC.

Por tanto, de acuerdo con lo establecido en el segundo apartado de la Disposición Adicional 4 de la Circular 4/2020 y vistas las circunstancias particulares de la actividad de distribución en Canarias no procedería incrementar los parámetros de retribución aplicables a la actividad de distribución de gas natural de la empresa GARE por el desarrollo de su actividad en los territorios insulares en los que está presente.