

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE LA PROPUESTA PARA LA RETRIBUCIÓN UNITARIA POR CLIENTE DE MUNICIPIOS DE RECIENTE GASIFICACIÓN QUE PREVIAMENTE HAYAN DISPUESTO DE REDES DE GLP POR CANALIZACIÓN

Expediente núm.: INF/DE/046/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 21 de julio de 2016

De conformidad con lo establecido en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015¹ y en el ejercicio de las funciones establecidas en los artículos 5 y 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

La transformación a gas natural (GN) de las instalaciones de gases licuados del petróleo (GLP) a granel canalizado está prevista en el artículo 46 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, indicando en su apartado 5 que las canalizaciones necesarias para el suministro del GLP a granel, desde sus almacenamientos hasta los consumidores finales, serán otorgadas por la Administración competente valorándose la conveniencia de diseñar y construir las instalaciones compatibles para la distribución de GN. Asimismo, el apartado 8 de dicho artículo indica que los titulares de las instalaciones de distribución de GLP a granel² deberán solicitar a la Administración concedente de la autorización la correspondiente autorización para transformar las mismas para su utilización con GN.

¹ Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.

² Según el artículo 44 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, esta modalidad incluye el GLP canalizado.

Estas transformaciones de GLP a GN se han ido realizando con mayor o menor intensidad a lo largo de toda la historia del sector del gas natural por medio de acuerdos, principalmente entre la empresa REPSOL BUTANO, S.A., y las empresas distribuidoras de gas natural, y ello, presumiblemente, cuando estas transformaciones a gas natural tenían sentido económico y eran viables técnicamente, fundamentalmente por la progresiva expansión de las redes de gas natural a nuevos municipios.

Recientemente, y al amparo de las propias disposiciones normativas, se han realizado varias operaciones de compra-venta de redes de GLP propiedad de REPSOL BUTANO, S.A. (REPSOL), y de CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U. (CEPSA), con varias distribuidoras de gas natural. Estas operaciones de compra-venta alcanzan un volumen relevante y singular del orden de los 378.000 puntos de suministro³ (PS) con un consumo estimado de 1.850 GWh/año, y con un importe de compra estimado en 633⁴ millones de €. Este volumen de PS es equivalente a lo que se crecería en puntos de suministro en el mercado del gas natural en tres o cuatro años con los parámetros de crecimiento actuales.

El sistema retributivo para la distribución de redes de gas natural está establecido en el Anexo X de la Ley 18/2014, donde, con objeto de incentivar la mayor penetración del gas natural en el territorio, se establece desde el año 2014 una retribución diferenciada durante el periodo de 5 años, entre los nuevos municipios de reciente gasificación, a 70 €/ punto de suministro (PS), y los municipios ya gasificados, a 50 €/ PS.

En este contexto, la Disposición Adicional Sexta, de la Orden IET/2736/2015 la CNMC resulta competente para elaborar una propuesta de retribución unitaria por cliente de municipios de reciente gasificación que previamente hayan dispuesto de redes de GLP por canalización.

La CNMC remitió, con fecha 14 de marzo de 2016, oficios de petición de información⁵ al GRUPO GAS NATURAL FENOSA (GAS NATURAL), GRUPO NATURGAS ENERGÍA (NATURGAS), REDEXIS GAS, S.A. (REDEXIS) y DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A. (DICOEXSA), solicitando información relativa a la caracterización de las redes de GLP canalizado adquiridas. En los Anexos II, III, IV y V se muestra esta información.

³ No incluyen las compras efectuadas por Madrileña Red de Gas.

⁴ Según datos informados por las empresas que son objeto de análisis en este informe.

⁵ No se pidió información a la empresa Madrileña Red de Gas al no haberse alcanzado en dicho momento acuerdo de compra-venta de activos de GLP canalizado. Posteriormente con fecha 11 de junio de 2016 el diario Expansión publica noticia de venta de activos de GLP canalizado de REPSOL a Madrileña por valor de 30 millones de €, con 42.000 puntos de suministro.

Las cuatro empresas / grupos empresariales requeridos contestaron al oficio de petición de información de la CNMC en las siguientes fechas:

- GAS NATURAL: 6 de abril de 2016.
- NATURGAS: 20 de abril de 2016.
- DICOEXSA: 6 de abril de 2016.
- REDEXIS: 22 de abril de 2016.

2. Habilitación competencial

Corresponde a esta Comisión realizar este informe de conformidad con lo establecido en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015, que atribuye a esta Comisión la función de elaborar una propuesta de retribución unitaria por cliente de municipios de reciente gasificación que previamente hayan dispuesto de redes de GLP por canalización, así como en virtud de las funciones cuyo ejercicio le atribuye el artículo 5 y el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, *de creación de la CNMC*.

Dentro de la CNMC, la Sala de Supervisión Regulatoria resulta competente para emitir el presente informe, de conformidad con lo establecido en el artículo 21.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, así como el artículo 14.1.b) de su Estatuto Orgánico.

3. Normativa de aplicación

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, que en su artículo 46 bis establece la conveniencia de valorar en la autorización administrativa de construcción de las instalaciones de GLP a granel, hacerlas compatibles con la posible transformación a instalaciones de distribución de gas natural. Asimismo, el apartado 8 de dicho artículo indica que los titulares de las instalaciones de distribución de GLP a granel deberán solicitar a la Administración concedente de la autorización la correspondiente autorización para transformar las mismas para su utilización con gas natural.

El artículo 94, de esta Ley, establece que el Ministro dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta del GLP canalizado para los consumidores finales, así como los precios de cesión de GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios, o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, en los términos que se establezcan por el desarrollo reglamentario pertinente. A estos efectos, se ha de estar a lo

dispuesto en las Órdenes ITC/3292/2008⁶ e IET/389/2015⁷, y resoluciones que las desarrollan.

La Ley 18/2014, de 4 de julio, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, establece en su Anexo X la metodología retributiva para las instalaciones de distribución de gas natural. En concreto, establece la retribución de la distribución, indicando una retribución diferenciada entre los municipios ya gasificados y los nuevos municipios de reciente gasificación desde el año 2014. Los parámetros fijados se mantienen durante el primer periodo regulatorio, que llega hasta el 31 de diciembre de 2020.

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas*, que establece en su Anexo I. Quinto, el peaje de transporte y distribución firme. Asimismo, en su Disposición transitoria cuarta fija, hasta que la CNMC apruebe la metodología, los coeficientes “C” aplicables al término de conducción del peaje de transporte y distribución para los usuarios conectados a redes de distribución alimentadas desde planta satélite, y que minoran el importe del peaje.

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas*, que establece en su Anexo I que se mantienen en aplicación los peajes y cánones en vigor a 31 de diciembre de 2014, recogidos en el Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

La Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016*, establece en su artículo 1.3 que los peajes y cánones a partir del 1 de enero de 2016 serán los establecidos en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre.

4. Cuestión previa sobre la determinación de la retribución unitaria solicitada

Como se detalla más adelante, indicar que la regulación de la retribución de la actividad de distribución establecida en el Anexo X de la Ley 18/2014 no establece una metodología replicable que permita determinar de forma directa

⁶ ITC/3292/2008, de 14 de noviembre, *por la que se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización*.

⁷ Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, *por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización*.

la retribución unitaria solicitada en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015.

El Anexo X de la Ley 18/2014 establece la metodología de cálculo de la retribución anual de la actividad de distribución, si bien dicha metodología es parcial y sólo se refiere a algunos aspectos del cálculo de la retribución anual de cada empresa distribuidora, no detallando suficientemente qué procedimientos se siguen y qué supuestos se realizan para determinar los parámetros unitarios de la retribución por captación de nuevo mercado (RN_n)⁸, siendo este aspecto un factor determinante, lo que constituye un impedimento para poder establecer la retribución unitaria solicitada de forma coherente y homogénea a como se establecieron los citados parámetros unitarios de la retribución por captación de nuevo mercado (RN_n). Esta Comisión⁹ en su informe (expediente IPN-DE-0009-14), aprobado el 9 de octubre de 2014 por la Sala de Supervisión Regulatoria, *sobre la Propuesta de Orden por la que se desarrolla el Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, y se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista desde su entrada en vigor hasta el 31 de diciembre de 2014*, ya avanzaba esta problemática.

Por otro lado, no es factible obtener “*a priori*” datos fiables del valor de las inversiones y de los costes necesarios para la transformación de las instalaciones y equipos de consumo con GLP canalizado a GN, dados los distintos casos¹⁰ posibles, y ante la dificultad de auditar estos costes, ya que no hay separación contable que delimite y diferencie los costes del resto de la

⁸ Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios gasificados: 50 €/cliente.

Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios de gasificación reciente: 70 €/cliente.

Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh: 7,5 €/MWh.

Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh: 4,5 €/MWh.

Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar: 1,25 €/MWh.

⁹“*Esta Comisión no conoce los análisis realizados que justifiquen la reducción al conjunto de la actividad de 110 Millones de € o la adopción de otra cifra. Sería conveniente una justificación de la nueva metodología incluyendo la redistribución de la retribución entre las distintas empresas y la obtención de las nuevas retribuciones unitarias medias que aplicarían a las variaciones de consumidores y de demanda en sus redes. De hecho, la Memoria no aclara cuál será la retribución financiera interna de las inversiones de distribución, ni existen datos disponibles para su cálculo, a diferencia del resto de los activos, impidiendo su comparación con las rentabilidades de mercado, lo que resta objetividad y transparencia al régimen retributivo*”.

¹⁰ Dependiendo de la antigüedad, los aparatos de consumo pueden ser convertidos al uso del GN, o puede ser necesaria su sustitución por nuevos equipos. Las redes pueden ser reutilizadas directamente con GN, o podría ser necesaria la sustitución de las antiguas redes de GLP canalizado, etc. Estos diferentes tratamientos pueden hacer que la variación de los costes de transformación sea muy amplia.

actividad. Todo esto crea impedimentos para el cálculo de la retribución unitaria solicitada en la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/2736/2015.

No obstante, a continuación se analiza globalmente la operación de compra de redes de GLP desde el punto de vista técnico, evaluando la posible transformación a gas natural de parte de los puntos de suministro y valorando las consecuencias de la misma en términos de costes e ingresos para el sector del gas natural y para los consumidores, como forma de estimar si la retribución actual es adecuada.

5. Caracterización de la Operación¹¹: Las instalaciones de GLP canalizado

Se analizan las redes de GLP canalizado a transformar a GN, clasificándolas según los factores estimados como relevantes de la manera que sigue:

- **Redes de GLP ubicadas en municipios que SI cuentan con redes de (GN) (Código 1)**. En este caso los costes de transformación serían los derivados de construir la conexión mediante tubería desde las redes de GN a las redes de GLP y los costes de la transformación de GLP a GN. En este caso, la retribución por distribución sería la correspondiente a los nuevos puntos de suministro en municipios ya gasificados (50 €/PS).
- **Redes de GLP ubicadas en municipios que NO cuentan con redes de GN**, dentro de las cuales se presentan los siguientes casos:
 - Las **que se conectan mediante tubería a otras redes de GN (Código 2)**. En este caso, los costes de transformación serían los mismos que en el caso del código 1. En cambio, la retribución por distribución a los nuevos puntos sería la correspondiente a municipios de reciente gasificación (70 €/PS durante los primeros 5 años y luego a 50 €/PS).
 - Las **que se alimentan desde plantas satélites de GNL (Código 3)**. En este caso, los costes de transformación serían los correspondientes a la instalación de una planta satélite de GNL junto con los costes de la conexión mediante tubería hasta la red de GLP, más los costes de la transformación de GLP a GN. La retribución por distribución a los nuevos puntos sería la correspondiente a municipios de reciente gasificación.
 - Las **que no transforman a GN las instalaciones de GLP por no ser viable en estos momentos (Código 4)**. Son casos en los que por su lejanía a la red de distribución de GN y/o bajo número de clientes en el núcleo poblacional, hacen inviable económicamente

¹¹ Entendemos por Operación al conjunto de compras de redes de distribución de GLP canalizado realizadas por las distribuidoras de GN a las empresas REPSOL y CEPSA, que podrían dar lugar a una transformación masiva de puntos de suministro de gas natural.

su reconversión. Esta casuística no ha sido incorporada al Estudio, porque no será objeto de retribución por actividad de distribución de gas natural, ya que se proseguirá con la actividad de distribución de GLP canalizado.

A continuación, se exponen los resultados de dicha caracterización de las redes de GLP canalizado:

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 1. Resumen caracterización de la Operación: Instalaciones de GLP canalizado.

[FIN CONFIDENCIAL]

Se puede observar que la Operación afecta a 2.492 municipios de los 8.122 que hay en España, de los que 870 municipios ya cuentan con GN en su demarcación.

La Operación supondría extender el sistema gasista a 436 nuevos municipios con 147.765 nuevos puntos de suministro y con un consumo de 786 GWh.

También la operación alcanza a 1.186 municipios, con 47.000 PS y 278 GWh/año de consumo, en los que las empresas indican que con los parámetros actuales no es viable el suministro de GN.

La importancia de la Operación se pone de manifiesto al comparar la misma con la penetración del GN en los municipios españoles. En el año 2015 había 1.688 municipios¹² con GN, la Operación supondría que el sistema gasista se extendería hasta los 2.124 municipios, lo que supondrá un crecimiento del 25,8%, mejorando la penetración del GN que pasaría del actual 20,8 % al 26,1% de los municipios españoles.

En relación con el crecimiento de la penetración del GN en el territorio, es relevante poner de manifiesto que en el año 2010 había 1.497 municipios con GN y que en el año 2015 dicho número era de 1.688. O sea en 5 años, desde 2010 al 2015, se habían incorporado al sistema gasista 191 nuevos municipios, frente a los 436 nuevos municipios que se incorporarían al sistema gasista derivados de la Operación de compraventa de las redes de GLP canalizado.

6. Descripción de las Operaciones de compraventa

El conjunto de las Operaciones suponen la compra por parte de las empresas distribuidoras de GN de redes de GLP canalizado, propiedad de REPSOL y de CEPSA, que se encuentran en el área de influencia de estas distribuidoras.

Es significativo indicar que esta es una actividad que se ha venido desarrollando de forma habitual desde hace años, si bien en unos volúmenes y

¹² Informe de SEDIGAS 2015.

cuantías muy inferiores. Como alternativa a dichas compras estaría la duplicación de las redes de GLP ya existentes, mediante la construcción de nuevas redes de GN, con las correspondientes ineficiencias.

6.1 GRUPO GAS NATURAL FENOSA

Compra a REPSOL

El 9 de octubre de 2015, GAS NATURAL informa a esta Comisión sobre el Acuerdo Marco formalizado el pasado 30 de septiembre de 2015 entre REPSOL y GAS NATURAL, en el que las partes convienen la operación una vez se obtengan las autorizaciones administrativas correspondientes, y en el que se determina que la transmisión de las instalaciones de GLP se realizará con arreglo al borrador de contrato adjunto a dicho Acuerdo Marco.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN prevé perfeccionar la operación durante 2016, estando condicionada a la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes.

Compra a CEPSA

La operación consiste en la adquisición por parte de las sociedades GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, GAS NATURAL ANDALUCÍA, GAS NATURAL RIOJA, GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN, GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, GAS NATURAL CEGAS, GAS NAVARRA, GAS NATURAL MADRID SDG, y GAS GALICIA SDG, de una serie de activos de distribución de GLP canalizado a CEPSA, localizados en distintos municipios de Andalucía, Comunidad Valenciana, Castilla La Mancha, Castilla y León, Cataluña, Galicia, La Rioja, Madrid y Navarra.

La operación se ha articulado mediante 9 contratos de compraventa suscritos en fecha 2 de noviembre de 2015 entre cada una de las distribuidoras mencionadas del grupo GAS NATURAL FENOSA, como sociedades adquirentes, y CEPSA, como sociedad vendedora. El contenido de los 9 contratos es idéntico, variando únicamente la sociedad adquirente, y las instalaciones objeto de la compraventa.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

El 17 de diciembre de 2015, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC emite Resolución sobre la mencionada operación de adquisición por parte de empresas del grupo GAS NATURAL FENOSA de activos de distribución de GLP canalizados a CEPSA. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

Las distintas empresas del grupo GAS NATURAL FENOSA prevén perfeccionar la operación durante 2016, estando condicionada a la obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes.

Tablas resumen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de los puntos de suministro a adquirir, según datos 2015 y la previsión a 2020, su ubicación y tipología, según ha informado GAS NATURAL FENOSA:

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 2. Datos 2015 informados por el grupo GAS NATURAL FENOSA.

Tabla 3. Datos previstos para 2020 por el grupo GAS NATURAL FENOSA.

[FIN CONFIDENCIAL].

Por otro lado, también se observa que la mayoría del consumo y puntos de suministro que no disponían de gas natural y que son rentables transformar, lo serán vía conexión con nuevas plantas de GNL, esperándose además que en cinco años, desde 2015 hasta el 2020, se multiplique por dos el consumo de gas natural en esta tipología de transformación.

6.2 GRUPO REDEXIS

La operación fue notificada a la CNMC mediante escrito de fecha 19 de noviembre de 2015, y consiste en la adquisición, por parte de REDEXIS, de redes de distribución de GLP canalizado, propiedad de REPSOL, mediante la firma de 3 Acuerdos:

- Contrato de 17 de octubre de 2014 entre DISTRIBUIDORA REGIONAL DEL GAS y REPSOL.
- Acuerdo Marco de 16 de junio de 2015, entre REDEXIS y REPSOL.
- Acuerdo Marco de 30 de septiembre de 2015, entre REDEXIS y REPSOL.

El 10 de diciembre de 2015, la Sala de Competencia de la CNMC emite Resolución sobre la mencionada operación. **[INICIO CONFIDENCIAL]. [FIN CONFIDENCIAL]**

Tabla resumen

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los puntos de suministro a adquirir, según datos 2015, su ubicación y tipología, según ha informado REDEXIS; en este caso no se han informado datos para el año 2020:

Tabla 4. Datos 2015 informados por el grupo REDEXIS.

Tal y como se observa, REDEXIS comunica que adquiere **[INICIO CONFIDENCIAL]**. **[FIN CONFIDENCIAL]**

6.3 GRUPO NATURGAS

El proyecto de adquisición de redes de distribución de GLP canalizado a REPSOL en 2016, es una operación aún pendiente de aprobación por parte de la CNMC y de obtención de otras autorizaciones administrativas.

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]**. Como se observa más abajo, la mayoría de municipios de NATURGAS, o bien ya disponen de gas natural, o bien no son viables para la transformación.

Tablas resumen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de los puntos de suministro a adquirir, según datos 2015 y la previsión a 2020, su ubicación y tipología, según ha informado NATURGAS:

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 5. Datos 2015 informados por NATURGAS.

Tabla 6. Datos previstos para 2020 por NATURGAS.

[FIN CONFIDENCIAL]

Como se puede observar, la mayoría del consumo y puntos de suministro para los que es rentable la operación y que no disponían de gas natural, serán transformados vía conexión con nuevas plantas satélites de GNL, esperándose además un crecimiento de esta tipología hasta el 2020 de más de 23%.

6.4 DICOEXSA

El 25 de enero de 2016 DICOEXSA suscribió con REPSOL un acuerdo marco consistente en la adquisición de casi **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** de suministro en instalaciones de GLP canalizado ubicadas en Extremadura, en el que se determina que la transmisión de las instalaciones de GLP se realizará con arreglo al borrador de contrato adjunto a dicho acuerdo.

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Dicha adquisición fue notificada a la Sala de Competencia de la CNMC, dictándose Resolución de fecha 28 de abril de 2016, por la que se autoriza expresamente la operación de concentración referida.

Tablas resumen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de los puntos de suministro a adquirir, según datos 2015 y la previsión a 2020, su ubicación y tipología, según ha informado DICOEXSA:

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 7. Datos 2015 informados por DICOEXSA.

Tabla 8. Datos 2020 previstos por DICOEXSA.

[FIN CONFIDENCIAL].

Cabe reseñar que la totalidad de la transformación de redes rentables que no disponían de gas natural se realizaría mediante conexión a nuevas plantas de GNL, previéndose además, un fuerte crecimiento de este tipo de consumidores y su consumo, ya que tanto los puntos de suministro como el consumo previsto para 2020 resultan de multiplicar aproximadamente por 10 los del año 2015.

7. Consideraciones de la CNMC

7.1 Sobre el impacto en el precio del gas para los consumidores

Es de sobra conocida la facilidad en la sustitución en los aparatos del gas natural por los GLP, y viceversa, mediante sencillas operaciones de conversión, suponiendo mínimos cambios para los hábitos de los consumidores y en las medidas de seguridad, puesto que para ambos combustibles se continúan requiriendo las inspecciones y revisiones periódicas, si bien respecto a la seguridad del uso, las medidas son diferentes derivado de la diferente densidad de cada combustible; con respecto al aire, así como también en lo referido a la posibilidad que tiene el usuario del gas natural de elegir y cambiar su suministrador.

No obstante, el mayor impacto del cambio de combustible para los consumidores puede venir de las diferencias de precios a lo largo del tiempo entre uno y otro combustible; a estos efectos, en los siguientes gráficos se muestra una comparativa de los precios del GN frente al GLP canalizado y a la bombona de butano de 12,5 Kg.

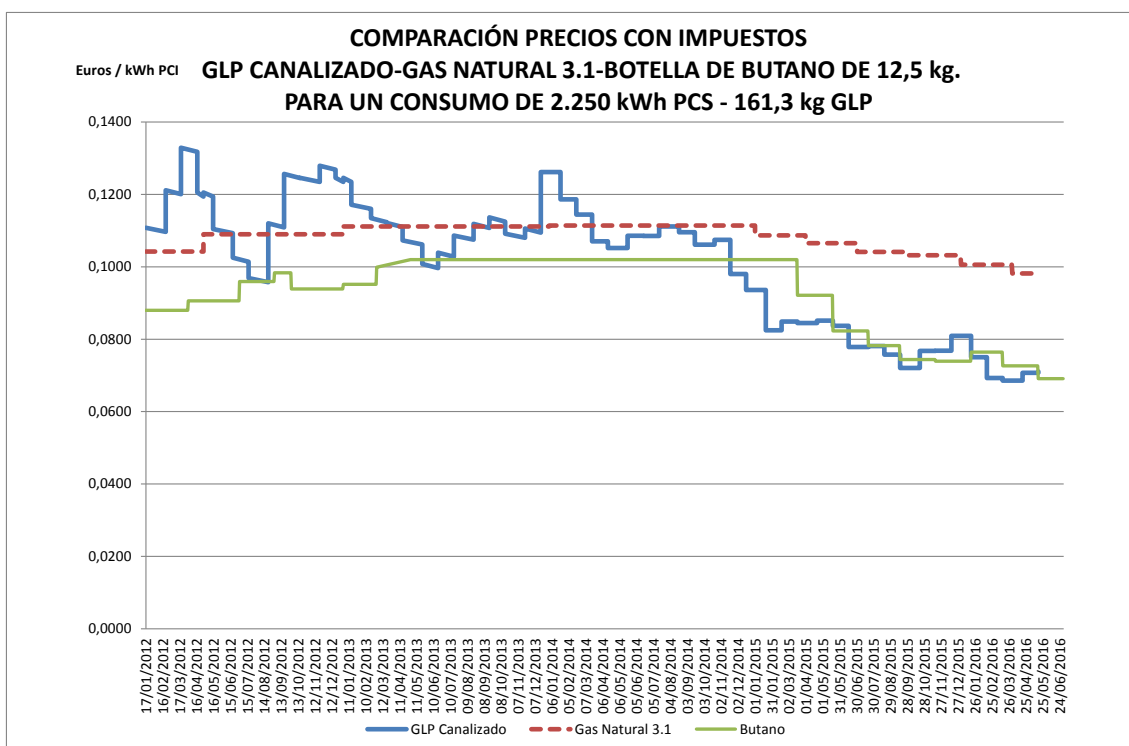
Los precios de estos 3 combustibles, por ser precios regulados, se han tomado de las diversas disposiciones reglamentarias publicadas en el B.O.E., para el rango de consumo a estudiar –grupos 3.1 y 3.2–, y se expresan en €/kWh_{PCI}¹³ para hacerlos comparables. Además, puesto que lo que se quiera observar es

¹³ P.C.I.: poder calorífico inferior de un combustible.

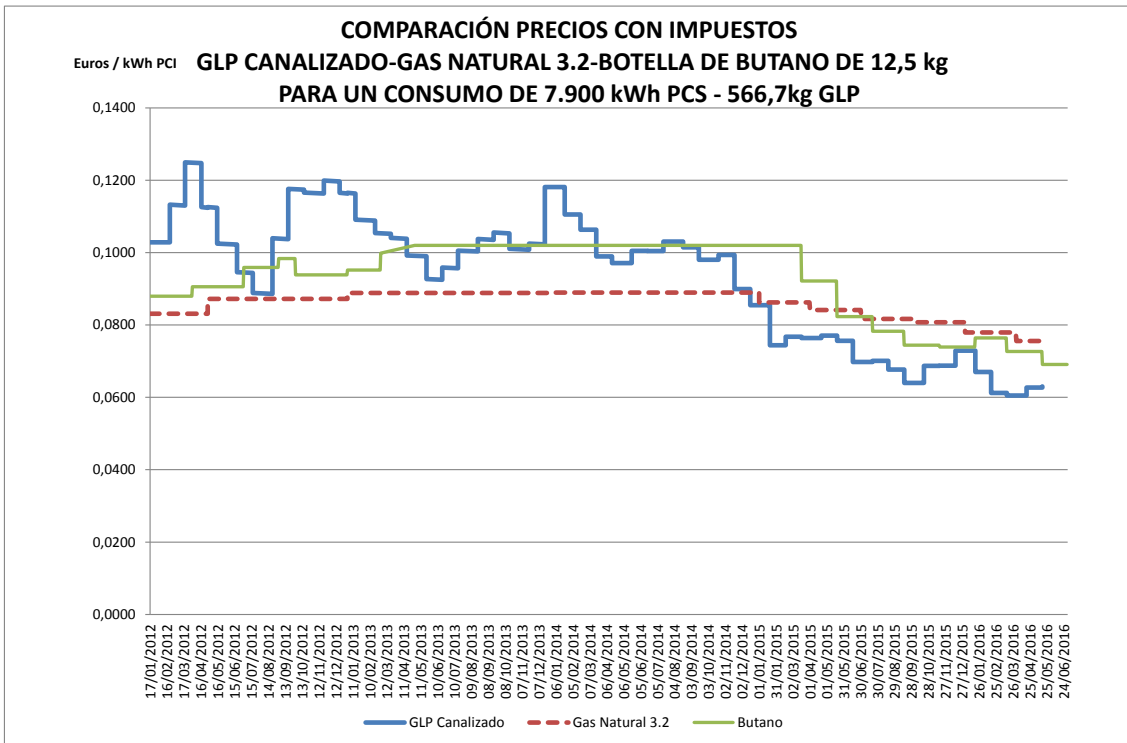
el impacto para el consumidor final, se muestran todos los precios con I.V.A., así como con aquellos impuestos que sean aplicables al combustible en cuestión en cada caso.

A continuación se muestran 3 gráficos, cada uno, para un diferente tipo de consumidor:

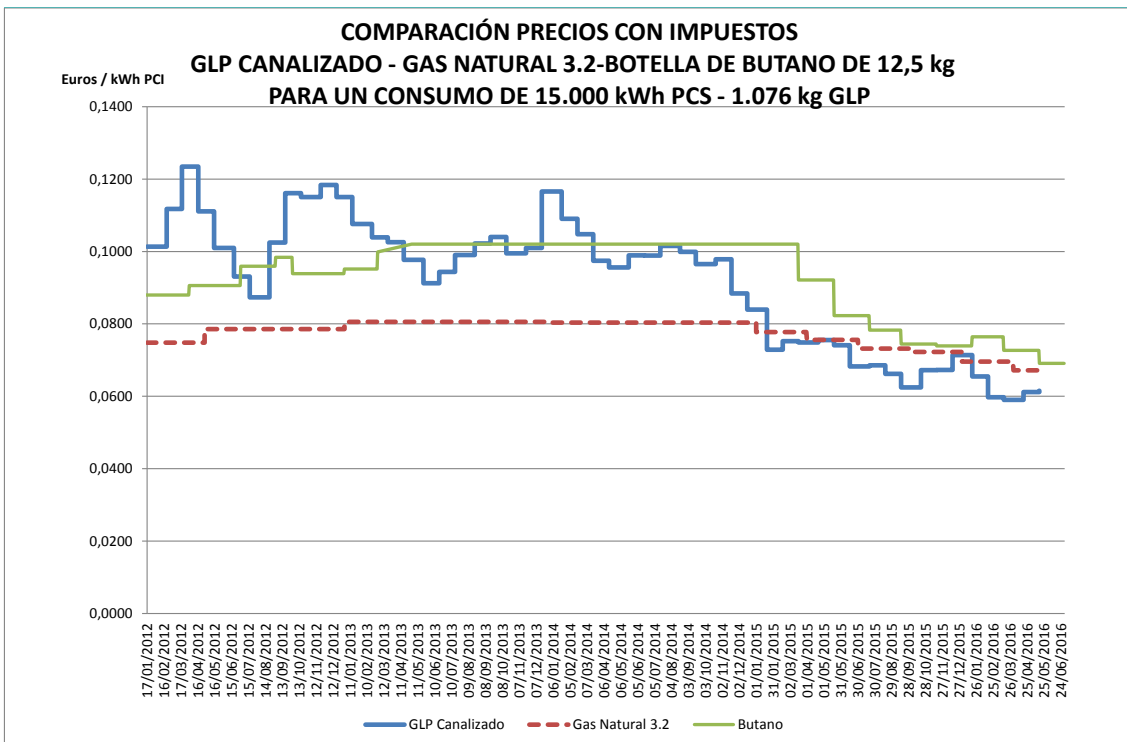
- Para un consumo anual de 2.250 kWh (grupo 3.1)
- Para un consumo anual de 7.900 kWh (grupo 3.2),
- Para un consumo anual de 15.000 kWh (grupo 3.2).



Gráfica 1. Comparativa precios GLP canalizado-GN-BUTANO (en bombonas de 12,5 kg) para un consumidor tipo de 2.250 kWh/año (impuestos incluidos).



Gráfica 2. Comparativa precios GLP canalizado-GN-BUTANO (en bombonas de 12,5 kg) para un consumidor tipo de 7.900 kWh/año (impuestos incluidos).



Gráfica 3. Comparativa precios GLP canalizado-GN-BUTANO (en bombonas de 12,5 kg) para un consumidor tipo de 15.000 kWh/año (impuestos incluidos).

Como se puede apreciar, en los tres gráficos hay un impacto sensible a la baja en los precios de los GLP, derivado de la pasada caída de los precios del crudo

que hace que el GN a pesar de sus bajadas de precios haya perdido competitividad con respecto al GLP desde el pasado octubre del 2014, particularmente en el segmento del pequeño consumidor doméstico – peaje 3.1- donde el GLP es claramente más barato que el GN.

Por tanto, se puede indicar que en el momento actual y para los consumidores domésticos en peaje 3.1, el cambio de combustible del GLP al GN le puede suponer un encarecimiento de su factura, por lo que podría esperarse, bien un cierto rechazo al cambio de combustible, o bien pasar a la botella de butano.

No obstante, también se puede indicar que la actual coyuntura de precios podrá cambiar más adelante hacia un GN competitivo con el GLP canalizado, como ha ocurrido en el pasado.

7.2 Sobre las oportunidades y riesgos de la transformación de redes de GLP a GN

A continuación se indican las oportunidades y riesgos más significativos que se observan para los distribuidores y para los consumidores.

Para el distribuidor

Oportunidades:

- De crecimiento rápido de la actividad.
- De disminución de los costes de captación de los nuevos consumidores.
- De aumento de las posibilidades de extender las redes de GN a futuro a nuevas zonas anejas a las redes de GLP canalizado adquirido.

Inconvenientes/riesgos:

- En la inversión en la compra de las instalaciones y su legalización.
- En el resultado de la evaluación del estado de las instalaciones del GLP canalizado para su transformación al GN.
- En las inversiones adicionales necesarias: conexión de la red de GLP canalizado al sistema gasista, o alternativamente, la construcción de una planta satélite de GNL.
- En el coste de transformación de los aparatos conectados en la red interior del punto de suministro del consumo del GLP a GN.
- En el coste administrativo-comercial de la incorporación de los nuevos puntos de suministro a la distribuidora.
- Dependiendo de las circunstancias, también puede haber inversiones en la adecuación de la red de GLP canalizado a la distribución del GN, y/o de desmantelamiento de las instalaciones de GLP que quedan en desuso.
- En la posible pérdida de PS por decisión del cliente y por falta de competitividad del GN frente al GLP.
- En la incertidumbre del volumen final de ventas (GWh/año).

Para el consumidor

Oportunidades:

- Acceso a un mercado liberalizado, pudiendo elegir libremente la empresa que le presta el servicio de suministro.
- Acceso gratuito a una energía menos contaminante y más segura que el GLP¹⁴, con precios comparativamente más estables que el GLP.
- El consumidor no debe abonar ningún concepto relacionado con los costes de inversión y/o de captación del consumidor, que ya se han pagado por medio de la tarifa del GLP canalizado; en caso contrario, el consumidor estaría pagando dos veces por el mismo concepto.
- No se pueden aplicar a los consumidores, los costes de transformación de la adaptación de sus aparatos e instalaciones receptoras, ya que la transformación les viene sobrevenida.

Inconvenientes/riesgos:

- Precio del GN temporalmente más caro que el GLP

7.3 Sobre el margen unitario disponible por cada nuevo punto de suministro

Para el sistema gasista, incorporar nuevos clientes en nuevos municipios supone un coste incremental dado que se incrementan las necesidades de retribución especialmente a la distribución; pero por otra parte aumenta la base de clientes de gas natural que hacen uso de las infraestructuras y por ende, aumenta la facturación por peajes.

Por ello, en este apartado se analiza en términos unitarios y marginalmente para cada nuevo punto de suministro (PS), el margen disponible en €/PS, una vez retribuida la actividad de distribución y, en su caso, la retribución variable por carga de cisternas de GNL y el RCS¹⁵ de transporte.

$$\text{Margen unitario (€/PS)} = \text{Ingresos peajes (€/PS)} - \text{retribución distribución (€/PS)} - \text{retribución variable carga cisternas GNL (€/PS)} - \text{necesidades RCS (€/PS)}$$

Se analiza el margen unitario por PS para las siguientes situaciones:

- Según el consumo anual del PS: Los consumos unitarios varían desde 1.000 hasta 5.000 kWh/año para el grupo de peaje 3.1 y de 5.000 a 10.000 kWh/año para el grupo de peaje 3.2. Se simulan únicamente

¹⁴ El GLP canalizado (fundamentalmente propano) presenta un factor de emisión de CO₂ superior al del gas natural (fundamentalmente metano). Además, es más denso que el aire, dificultando su difusión en la atmósfera, y por lo tanto, su almacenaje requiere ciertas precauciones.

¹⁵ Retribución por Continuidad de Suministro. Nuevo concepto retributivo incluido por la Ley 18/2014, y que en transporte es función de la variación de la demanda de un año a otro.

estos grupos de peajes, ya que el GLP canalizado es un combustible destinado principalmente, a satisfacer el consumo doméstico-comercial.

- Según la ubicación del PS en un municipio ya gasificado o de reciente gasificación: Ello implica diferente retribución por la actividad de distribución según establece el Anexo X de la Ley 18/2014. En municipios ya gasificados el término de retribución por incremento de PS, tiene el valor de 50 €/PS, mientras que para los municipios de gasificación reciente, dicho valor será de 70 €/PS.
- Según la forma del suministro de GN: existen dos posibilidades de suministro, mediante redes de distribución interconectadas al transporte, o mediante redes de distribución alimentadas desde planta satélite de GNL. En el primer caso, los peajes recogidos por el sistema serán los de transporte y distribución (con el término de reserva de capacidad y el término de conducción), mientras que en el segundo caso se aplican los coeficientes de minoración al término de conducción establecidos en la Disposición Adicional Segunda, de la Orden¹⁶ IET/2445/2014.

En los cálculos se utilizan los valores de retribución y de peajes¹⁷ vigentes en la actualidad, y que no han sido modificados desde 2014. Cabe mencionar, que a efectos de la retribución a pagar por el sistema, no se consideran los costes retributivos de instalaciones de transporte de gas natural (plantas de regasificación, gasoductos de transporte, o almacenamientos subterráneos, etc.), salvo el término variable para retribuir la carga de GNL en los cargaderos de cisternas, suponiéndose que la nueva demanda proveniente de la transformación del GLP no supone realizar nuevas inversiones en transporte, regasificación o almacenamiento subterráneo y sólo incrementa la retribución por las necesidades de RCS.

¹⁶ Siendo estos coeficientes de 0,612 para el peaje 3.1 y de 0,615 para el peaje 3.2.

¹⁷ En los términos variables del término de conducción no incluye la cantidad repercutida de 0,047353 c€/kWh, en concepto del pago por desvío en la retribución del GN destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia, ya que no se puede considerar como un ingreso marginal por captación de mercado puesto que tiene un destino finalista específico.

PARÁMETROS RETRIBUCIÓN		En municipios ya gasificados	En municipios de GASIFICACIÓN RECIENTE
DISTRIBUCIÓN (LEY 18/2014)	Pto Suministro con P≤4 bar (€/cliente)	50	70
	Pto suministro con P≤4 Consumos ≤ 50 MWh (€/kWh)	0,0075	
CARGA CISTERNAS (ORDEN 2446/2013) (SOLO APLICABLE A CÓDIGO 3)	Por kWh cargados en cisternas GNL (€/kWh)	n/A	0,000194
CALCULO CNMC	RCS transporte por aumento demanda (€/kWh)	0,000778	

Tabla 9. Parámetros para cálculo de la retribución.

PARÁMETROS FACTURACIÓN			
PEAJES (ITC/2446/2013)		Peaje 3.1	Peaje 3.2
Transporte y distribución	Término fijo (€/mes)	2,53	5,79
	Término variable (€/KWh)	0,028813	0,021939
	Término reserva capac. (€/KWh/día)/mes)	0,010848	
Carga cisternas	T. fijo carga cisternas (€/KWh/día/mes)	0,028806	
	T.vble carga cisternas (€/KWh)	0,000171	
FACTORES DE CARGA para caudal a facturar	Hipótesis grupo 3.1	0,5	
	Hipótesis grupo 3.2	0,5	

Tabla 10. Parámetros para el cálculo de los ingresos.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla, en la que se han señalado con las nomenclatura X0, X1 y X2, los umbrales de consumo calculados que hacen que el margen para el sistema sea cero, es decir, los puntos críticos de equilibrio en los que el sistema no gana ni pierde, pero en los que cualquier disminución de consumo hace que se obtenga margen negativo para el sistema, y cualquier aumento genera margen positivo:

CASO TEÓRICO 1 PUNTO DE SUMINISTRO													
		CONEXIÓN MEDIANTE EXTENSIÓN NATURAL DE REDES						CONEXIÓN CON REDES ALIMENTADAS DESDE PLANTA GNL					
		Pagando a 50 €/cliente			Pagando a 70 €/cliente			Pagando a 50 €/cliente			Pagando a 70 €/cliente		
		Costes para el sistema	Ingresos para el sistema	Margen para el Sistema	Costes para el sistema	Ingresos para el sistema	Margen para el Sistema	Costes para el sistema	Ingresos para el sistema	Margen para el Sistema	Costes para el sistema	Ingresos para el sistema	Margen para el Sistema
En €/año													
Grupo 3.1	Caso A (1.000 KWh/año)	58	60	2	78	60	-18	58	38	-20	78	38	-40
	Caso X0 (1.866 KWh/año)	65	85	20	85	85	0	66	55	-10	86	55	-30
	Caso B (2.000 KWh/año)	67	89	23	87	89	3	67	58	-9	87	58	-29
	Caso X1 (2.799 KWh/año)	73	113	40	93	113	20	74	74	0	94	74	-20
	Caso C (3.000 KWh/año)	75	119	44	95	119	24	75	78	2	95	78	-18
	Caso D (4.000 KWh/año)	83	148	65	103	148	45	84	97	13	104	97	-7
	Caso X2 (4.580 KWh/año)	88	166	78	108	166	58	89	109	20	109	109	0
Grupo 3.2	Caso E (5.000 KWh/año)	91	178	87	111	178	67	92	117	25	112	117	5
	Caso F (5.000 KWh/año)	91	183	91	111	183	71	92	121	28	112	121	8
	Caso G (6.000 KWh/año)	100	205	106	120	205	86	101	136	35	121	136	15
	Caso H (7.000 KWh/año)	108	228	120	128	228	100	109	152	42	129	152	22
	Caso I (8.000 KWh/año)	116	251	134	136	251	114	118	167	49	138	167	29
	Caso J (9.000 KWh/año)	125	273	149	145	273	129	126	183	56	146	183	36
	Caso K (10.000 KWh/año)	133	296	163	153	296	143	135	198	64	155	198	44

Tabla 11. Margen unitario anual disponible para retribuir las actividades reguladas una vez descontada la retribución de la distribución y la retribución variable por carga de cisternas de GNL.

De análisis de la tabla se concluye que la incorporación de nuevos PS al sistema gasista en el peaje 3.2 o superior, proporcionan siempre un margen positivo para retribuir, además de la actividad de distribución, los costes por retribución variable de carga de cisternas de GNL y por el RCS por transporte asociados al incremento de demanda, al resto del sistema.

En el caso de PS en peajes 3.1 habría un margen negativo, que no alcanzaría a retribuir completamente a la actividad de distribución, en los siguientes casos:

- ✓ Para nuevos PS en municipios de gasificación reciente:
 - Con gas suministrado desde redes de distribución interconectas al transporte y cuando el consumo es inferior o igual a 1.866 kWh/año
 - Con gas suministrado desde redes alimentadas de planta satélite de GNL y cuando el consumo es inferior o igual a 4.580 kWh/año
- ✓ Para nuevos PS en municipios ya gasificados:
 - Con gas suministrado desde redes alimentadas de planta satélite de GNL y cuando el consumo es inferior o igual a 2.799 kWh/año

Por tanto, se puede concluir que generan déficit¹⁸ para el sistema gasista durante los primeros 5 años de su suministro, los PS suministrados desde redes alimentadas por plantas satélites de GNL en municipios de gasificación reciente con un consumo unitario inferior a 4.283 kWh/año (peaje 3.1), estimados en 55.650 puntos de suministro (ver tabla 12).

¹⁸ Los ingresos por peajes son inferiores a la retribución por distribución

El mencionado déficit es consecuencia directa de la aplicación del coeficiente de minoración al término de conducción del peaje 3.1, para plantas satélites de GNL, establecido en la Disposición Adicional Segunda de la Orden IET/2445/2014. Se considera que el coeficiente de minoración se ha de calcular, como mínimo, para recuperar los costes de la distribución, por lo que se recomienda su modificación.

7.4 Sobre la valoración económica de la Operación en su conjunto

La valoración económica de la operación en su conjunto, se realiza partiendo de los datos informados por las empresas/grupos empresariales mostrados en el apartado 6, y teniendo en cuenta los mismos parámetros que figuran en el apartado 7.3 (tablas 9 y 10). En la valoración económica, se ha calculado para cada caso, el margen disponible para retribuir las actividades reguladas del sector del GN, y ello, una vez deducida la retribución de la actividad de distribución, la retribución variable por carga de cisternas de GNL y la retribución RCS por transporte que le corresponde por el incremento de demanda.

Puesto que las empresas no han facilitado la clasificación de los consumidores según su nivel de consumo anual, para la estimación de los ingresos por peajes se han de hacer supuestos en relación con el tipo de consumidores que se incorporaran al sistema gasista, diferenciando entre los consumidores con peaje 3.1 o con peaje 3.2. No se consideran relevantes a efectos de este análisis los consumidores con mayores consumos unitarios.

A dichos efectos esta Comisión ha partido de las siguientes premisas y ha realizado las siguientes hipótesis:

- Para cada empresa y para cada caso, se dispone de la información del número de PS y del consumo total, sin diferenciar entre los PS en peaje 3.1 y en peaje 3.2.
- Se divide el consumo entre el número de PS, de manera que se obtiene el consumo medio por punto de suministro. Éste dato proporciona una primera indicación sobre la composición del grupo 3.1 y 3.2.
- Se toma como consumo medio anual para el grupo 3.1 el de 2.250 kWh/año, que se corresponde con el consumo medio para este peaje en toda España.
- Se ajusta el número de PS del peaje 3.1 y el número de PS del peaje 3.2 de modo que el peaje 3.2 tenga un consumo en el entorno de 7.900 kWh/año, que se corresponde con el consumo medio para este peaje en toda España.

A continuación se presenta en la Tabla 12 el resultado de aplicar el procedimiento descrito para caracterizar el tipo de consumidores considerados en los peajes 3.1 y 3.2, en los cálculos que se realizan más adelante.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 12. Caracterización de PS por empresa/grupo, para el cálculo de ingresos por peajes.

[FIN CONFIDENCIAL]

Para evaluar la bondad o el perjuicio de la Operación para el sistema gasista se calcula para cada empresa y para el conjunto de las mismas el margen disponible para retribuir actividades reguladas según la siguiente fórmula:

$$\text{Margen disponible para retribuir actividades reguladas (€/año)} = \text{Ingresos peajes (€/año)} \\ - \text{retribución distribución (€/año)} - \text{retribución variable carga cisternas GNL (€/año)} - \\ \text{necesidades RCS (€/año)}$$

A continuación se muestra con los datos del año 2015 el margen anual disponible para el conjunto de la Operación según los diferentes casos analizados. En el Anexo I se detallan los márgenes disponibles para cada empresa/grupo de empresas analizada.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 13. Margen anual disponible para retribuir actividades reguladas. TOTAL EMPRESAS.

[FIN CONFIDENCIAL]

7.5 Sobre la retribución de la distribución del GLP canalizado vs. distribución con GN

Las actividades reguladas de las distribuidoras de GLP por canalización y de las distribuidoras de GN en sus características fundamentales son sensiblemente similares, de hecho, la actividad de GLP, al igual que la del GN está regulada, siendo necesarias las correspondientes Autorizaciones Administrativas y su construcción, explotación y mantenimiento está sujeta a la normativa de la utilización de gas, común en muchos casos con la del GN. Así comparte, entre otros, el reglamento Técnico de Distribución de combustibles gaseosos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias IC-01 a 11 aprobado por el Real Decreto 919/2006, así como los materiales, válvulas y contadores con los que se construyen las redes. Asimismo, la retribución del distribuidor del GLP canalizado y la del distribuidor de GN están reguladas, lo que nos permite su comparación.

Las diferencias más significativas entre ambos tipos de distribución son las relativas a la comercialización del combustible, GLP o GN; así que mientras en la distribución del GLP canalizado el distribuidor realiza íntegramente la labor del suministro del GLP realizando la actividad de red para poner el GLP en el PS, midiendo y facturando al consumidor por el conjunto de la energía y el servicio de distribución; en la distribución del GN el distribuidor sólo hace la actividad de red facturando al comercializador por los peajes derivados del uso

de la red. Por otro lado, el distribuidor del GN tiene tareas adicionales relativas a la contratación por los comercializadores del acceso a las instalaciones gasistas y al reparto del gas distribuido en los puntos de entrega transporte-distribución entre los distintos comercializadores usuarios de la red de distribución.

El sistema económico de la actividad de suministro de GLP por canalización, está regulado, como el del GN, y sujeto a la determinación de los precios de venta al público mediante tarifas fijadas por el MINETUR, para todo el territorio nacional.

El precio máximo del GLP por canalización a usuarios finales, así como el precio regulado al que las empresas mayoristas lo venden a las empresas distribuidoras finales de GLP, se establece de forma mensual por Resolución de la D.G.P.E.M. de acuerdo con la Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre.

De este modo, la retribución percibida por esta actividad por las distribuidoras de GLP que venden a cliente final, sería la diferencia entre los precios regulados; esta diferencia se mantiene constante en los últimos tiempos, y daría lugar a los siguientes valores de retribución:

- T fijo: 1,27 €/mes.
- T. Variable: 0,145909 €/Kg¹⁹ equivalente a 0,01047 €/kWh.

A continuación se muestran dos tablas, la primera sobre los valores unitarios de retribución del GLP respecto a los del gas natural en los consumidores domésticos, y la segunda donde se compara, por consumidor tipo 3.1 (media de consumo en España de 2.250 kWh) y tipo 3.2 (media de consumo en España de 7.900 kWh), la retribución del gas natural respecto a la del GLP canalizado:

	COMPARATIVA RETRIBUCIÓN UNITARIA GN vs GLP		
	GLP	GN (municipios ya gasificados)	GN (municipios de reciente gasificación)
T. fijo (€/PS)	15,24	50	70
T. variable (€/kWh)	0,01047	0,0075	0,0075

Tabla 14. Comparativa de los valores unitarios retributivos del GN y del GLP.

¹⁹ Diferencia entre 0,617582 €/Kg y 0,471673 €/Kg publicado en la Resolución de la DGPEM de 11 de abril de 2015; si bien esta diferencia se mantiene constante en anteriores Resoluciones.

<i>En €/año</i>	COMPARATIVA RETRIBUCIÓN SEGÚN CONSUMIDORES TIPO			Porcentajes	
	GLP	GN (municipios ya gasificados)	GN (municipios de reciente gasificación)	% GN mg sobre GLP	% GN mrg sobre GLP
Grupo 3.1: 2.250 kWh	38,8	66,9	86,9	72,4%	123,9%
Grupo 3.2: 7.900 kWh	98,0	109,3	129,3	11,5%	32,0%

Tabla 15. Comparativa de la retribución del GN y del GLP según consumidor tipo de GN.

Aplicando estos valores unitarios a los datos informados por las empresas para la Operación conjunta de compra-venta de activos de GLP, se puede comparar los costes totales si no hubiese transformación a GN y se siguiera retribuyendo por la actividad de suministro de GLP canalizado, con la retribución necesaria del GN calculada anteriormente en el caso de implementarse la operación según ha sido informada:

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 16. Comparativa de la retribución distribución GLP canalizado vs. retribución distribución con GN.

[FIN CONFIDENCIAL]

Con los datos de número de PS y energía distribuida del conjunto de las operaciones analizadas, la retribución de la distribución por captación de nuevo mercado (RN) con GN, aplicando lo dispuesto en el Anexo X de la Ley 18/2014, sería en torno a un [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] a la retribución de la distribución mediante GLP canalizado.

No obstante, para cada caso concreto no se puede concluir que la retribución por RN sea excesiva, ajustada o insuficiente, puesto que ello será el resultado de los costes de transformación de GLP a GN, y del precio pagado por los distribuidores de GN a REPSOL y a CEPSA, en el libre ejercicio de sus respectivas capacidades mercantiles, por la compra de las redes de distribución de GLP, que a su vez habrá dependido de la retribución de la distribución establecida en la Ley 18/2014.

7.6 Sobre las redes de GLP canalizado amortizadas: parcial o totalmente

Las redes de GLP canalizado objeto de la operación de compra-venta son activos que desde su puesta en servicio y mediante las tarifas aprobadas han

tenido una retribución regulada²⁰ que incluía una retribución financiera y una retribución por amortización, por lo que los citados activos habrán de estar necesariamente, al menos, parcialmente amortizados.

Este hecho es relevante y se debería tener en cuenta a los efectos de que los consumidores no paguen dos veces por los mismos activos, una como activos de GLP canalizado, y una segunda vez como activos de distribución de GN.

Para ello, y teniendo en cuenta el modo de establecer²¹ la retribución de la actividad de distribución de GN, y atendiendo a los criterios generales²² para retribuir las actividades reguladas, establecidos en el artículo 15 del Real Decreto 949/2001, al principio de sostenibilidad económico y financiera establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, y a la consideración de que los consumidores no debieran pagar dos veces por un mismo activo, esta Comisión propone, según ha previsto el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, la revisión para el 1 de enero de 2018 de los parámetros retributivos (fecha de inicio del segundo semi-periodo regulatorio) en el caso de que existan variaciones significativas de las partidas ingresos y costes. En particular, se propone revisar la RD_{n-1} de la retribución de la distribución para el cálculo de la retribución de la distribución para el año 2018, de aquellas distribuidoras que hayan adquirido activos de GLP canalizado y los haya reconvertido a GN, todo ello, para tenerlo en cuenta en el valor de la base de activos a retribuir y evitar el doble pago por los mismos activos regulados.

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión regulatoria,

ACUERDA

En el ámbito de la previsión de la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, sobre retribución unitaria por cliente de municipios de reciente gasificación, emitir el presente informe propuesta en el que se analiza globalmente la operación de compra de redes de GLP desde el punto de vista técnico, evaluando la posible transformación a gas natural de parte de los puntos de suministro y valorando las consecuencias de la misma en términos

²⁰ Véase informe de la CNE aprobado por su Consejo de Administración del 30 de octubre de 2008, y enviado al Secretario General de Energía en carta de 3 de noviembre de 2008.

²¹ Anexo X de la Ley 18/2014

²² Artículo 15.1 del RD 949/2001: La retribución de las actividades reguladas atenderá a los criterios generales siguientes:

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

de costes e ingresos para el sector del gas natural y para los consumidores, como forma de estimar si la retribución actual es adecuada.

[ANEXO ENTERAMENTE CONFIDENCIAL]

ANEXO I: VALORACIÓN ECONÓMICA POR EMPRESA

[ANEXO ENTERAMENTE CONFIDENCIAL]

**ANEXO II: PETICIÓN DE INFORMACIÓN CNMC E INFORMACIÓN
REMITIDA POR GAS NATURAL FENOSA**

[ANEXO ENTERAMENTE CONFIDENCIAL]

**ANEXO III: PETICIÓN DE INFORMACIÓN CNMC E INFORMACIÓN
REMITIDA POR REDEXIS**

[ANEXO ENTERAMENTE CONFIDENCIAL]

**ANEXO IV: PETICIÓN DE INFORMACIÓN CNMC E INFORMACIÓN
REMITIDA POR NATURGAS**

[ANEXO ENTERAMENTE CONFIDENCIAL]

**ANEXO V: PETICIÓN DE INFORMACIÓN CNMC E INFORMACIÓN
REMITIDA POR DICOGEXSA**