

ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA INFORME SOBRE LA SOLICITUD DE LA DGPEM DE INFORME SOBRE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA Y APROBACIÓN DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA NUEVA POSICIÓN D-16.00, CON ERM G-2500(80/16), EN EL POLÍGONO INDUSTRIAL SOMONTE- GIJÓN, SOBRE EL GASODUCTO MUSEL-LLANERA, SOLICITADA POR ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

Expediente núm.: INF/DE/0115/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 25 de marzo de 2015

Visto el expediente relativo a la solicitud de la DGPEM de informe sobre la autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de una nueva posición D-16.00, con ERM G-2500(80/16), en el polígono industrial Somonte-Gijón, sobre el gasoducto Musel-Llanera, solicitada por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., la Sala de la Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función establecida en el artículo 5.2.d) y en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

Con fecha 29 de septiembre de 2014, tuvo entrada en el registro de la CNMC, escrito de la Subdirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, solicitando a esta Comisión, de conformidad con lo previsto en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, informe sobre la solicitud de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., de autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y declaración de utilidad pública de una nueva posición D-16.00, con ERM G-2500 (80/16), en el gasoducto Musel-Llanera en el Polígono Industrial Somonte-Gijón, para un nuevo punto de entrega de gas natural a NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U., con motivo del nuevo suministro de gas natural a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, la Subdirección General de Hidrocarburos solicita pronunciamiento

de esta Comisión sobre la necesidad, para el sistema gasista, de acometer la realización de dichas instalaciones.

Adjunto al escrito, la Subdirección General de Hidrocarburos remite copia de los escritos remitidos a la DGPEM por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. (en adelante ENAGAS TRANSPORTE) que se relacionan a continuación:

- Escrito, de fecha 22 de septiembre de 2014, solicitando autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública del proyecto de instalaciones “Nueva Posición D-16.00, Polígono Industrial Somonte-Gijón, en gasoducto Musel-Llanera con ERM G-250 (80/16) para nuevo punto de entrega de gas natural, en el término municipal de Gijón”. Adjunta a la solicitud:
 - Proyecto administrativo de dichas instalaciones (Memoria y anexos, planos, pliego de condiciones y presupuesto), de fecha septiembre de 2014.
 - Adenda al proyecto administrativo de fecha septiembre 2014 por el que se modifican algunos planos.

Posteriormente, con fecha 21 de noviembre de 2014, la Dirección de Energía de la CNMC, solicita información adicional a ENAGAS GTS, S.A. (en adelante ENAGAS GTS) y a NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (en adelante NATURGAS), anexos 1 y 2.

Con fecha 22 de diciembre de 2014 y 23 de diciembre de 2014 se recibieron las respuestas a dichos requerimientos de ENAGAS GTS y NATURGAS respectivamente, anexos 3 y 4.

Analizada la información aportada, fue necesaria una petición de aclaraciones a ENAGAS GTS en relación a una ERM que no estaba contemplada en la información considerada inicialmente y a NATURGAS en relación a las inversiones necesarias en la red de distribución MOP 16 para atender la nueva demanda de gas natural de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, y a otros consumos en la zona (**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, etc.) mediante la construcción de una línea MOP 16 (diámetro 12") entre la zona del Musel y la zona de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, así como el análisis de la viabilidad hidráulica de la red de distribución MOP 16 con esta nueva interconexión.

La respuesta a esta última petición de información fue recibida con fecha 27 de enero de 2015 de ENAGAS GTS y con fecha 17 de febrero de 2015 de NATURGAS, anexos 5 y 6.

2. Normativa aplicable

El artículo 74.1.d de la Ley 34/1998, establece, entre otras, la obligación del distribuidor de proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución y facilitar las conexiones, en el ámbito geográfico de su autorización, en condiciones de igualdad, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas.

El artículo 12 del Real Decreto 1434/2002, establece las condiciones generales que han de cumplirse en la conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución. En particular se indica que, los distribuidores que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, de presión máxima de diseño superior a 4 bar, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red de transporte, indicando los caudales de gas previstos. Los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el distribuidor solicitante.

Adicionalmente, es de aplicación el Protocolo de Detalle PD-14 “Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación” publicado en la Resolución de 30 de abril de 2012 de la DGPEM, donde se establece la metodología a aplicar en la definición del grado de saturación de las ERM, y se definen cuáles son las diferentes acciones que se habrán de tomar considerando los distintos niveles de saturación de las mismas.

Adicionalmente se ha de tener en cuenta lo establecido en el apartado segundo de la Disposición Transitoria Cuarta del Real Decreto-Ley 13/2012, en lo relativo al procedimiento de justificación de la necesaria viabilidad económica de las inversiones a realizar en nuevas infraestructuras.

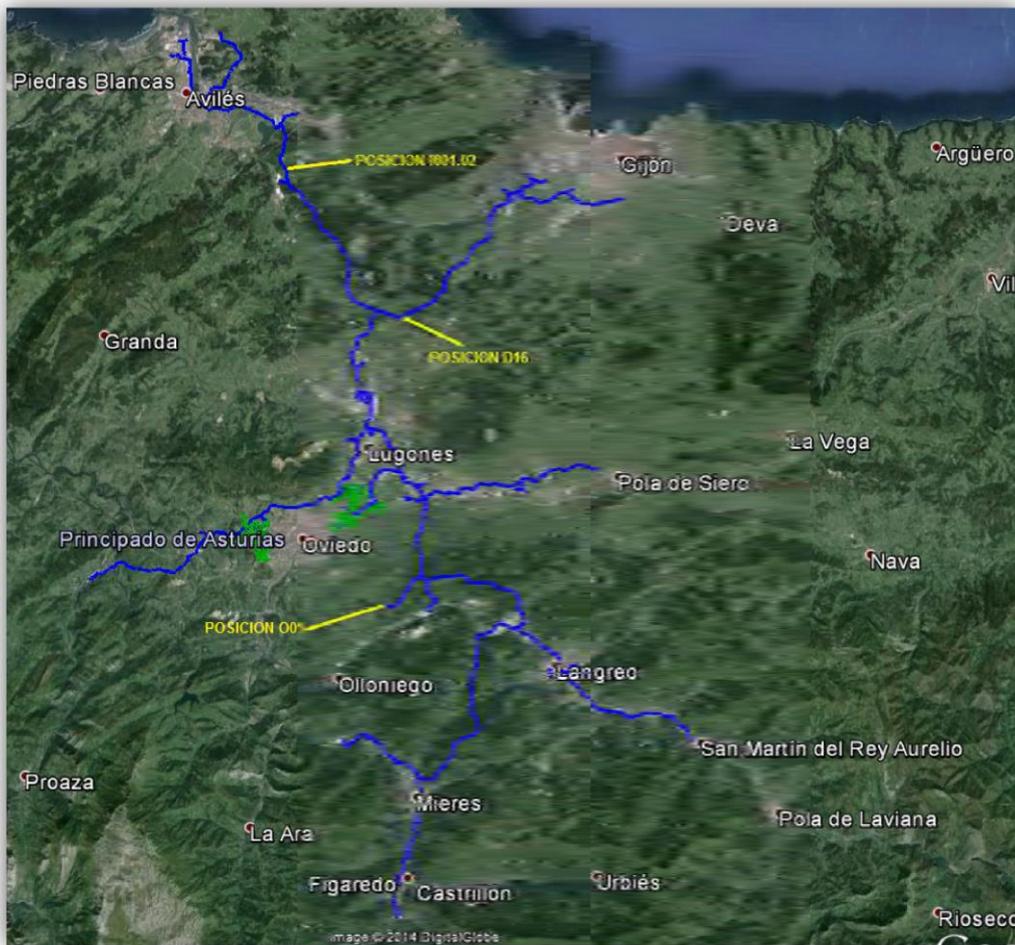
Por último, se ha de considerar la aplicabilidad de los principios y disposiciones establecidos la Ley 18/2014¹, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, relativo a la sostenibilidad económica del sistema de gas natural.

3. Análisis de la necesidad de construir la nueva posición D-16.00 con ERM G--2500

3.1 Situación actual de la red de distribución (Oviedo, Gijón y Avilés) a alimentar desde la nueva posición D-16.00

¹ Artículo 59.3. “Las empresas titulares de activos sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista. (...)”.

La red de distribución MOP 16 para el suministro a la zona de Oviedo, Gijón y Avilés, propiedad de NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U., es una red interconectada de aproximadamente 171 km, que está siendo suministrada desde 3 ERM de transporte propiedad de ENAGAS TRANSPORTE y ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, ubicadas en las posiciones O-01 (Oviedo), D16 (Llanera), y I001_02 (Tamón).



La red actual consta de 65 acometidas en servicio y 37 acometidas que no están en servicio, alimenta a 30 ERM de distribución con presión de regulación MOP 4 y alimenta a un total de 14 municipios con 197.943 de puntos de suministro.

La demanda de gas natural en la red de distribución durante los últimos 5 años ha sido la que se refleja en la siguiente tabla:

Demanda Anual(GWh/año)	2010	2011	2012	2013	2014
D16	3.965	3.562	3.636	3.321	2.902
O01	1.638	1.249	1.378	1.519	1.495
I001.02				415	270
TOTAL	5.603	4.812	5.014	5.255	4.666

A efectos de la capacidad de la red de distribución, no se han producido incidencias históricas en el suministro de gas desde la red MOP-16 bar que hayan implicado cortes de suministro a consumidores finales, si bien, la red distribución de Avilés-Gijón, dada su consideración de zona con posibilidad de congestión, tiene asignados, desde el año 2008, 4 GWh/día de capacidad interrumpible tipo A.

Para solventar dicha situación de saturación de la red de distribución y para suministrar nuevas demandas de gas natural **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** y a los núcleos de población de la zona, con fecha 25 de noviembre de 2014 fue puesta en servicio una nueva ERM G-1600 en posición D 16.01 del gasoducto Musel-Llanera de ENAGAS TRANSPORTE, próxima a la planta de regasificación de El Musel; desde dicho punto de conexión NATURGAS está en fase de construcción de una red MOP 16 bar de aproximadamente 2 km, una ERM G-2500 16/4 y red MOP 4 bar que conectará en la zona norte de Gijón con la red MOP 4 bar existente, con lo que la red de Gijón dispondrá de doble alimentación, desde la ERM de la posición D.16, de Llanera, y desde la nueva ERM de la posición D 16.01.

El caudal estimado que se aportaría desde la posición D16.01 a la red MPB de Gijón sería de unos 7.300 Nm³/h en los momentos de mayor consumo, descargando, de esta forma, la red MOP-16 del ramal a Gijón.

3.2 Justificación de NATURGAS de la nueva posición D-16.00, con ERM G-2500, en el Polígono Industrial de Somonte-Gijón – Nuevo mercado

NATURGAS solicita a ENAGAS TRANSPORTE un nuevo punto de conexión transporte-distribución mediante la construcción de la posición D-16.00, sobre el gasoducto Musel Llanera, y ello, para abastecer el aumento de demanda de su red de MOP 16, principalmente en la red de Gijón.

NATURGAS indica en su respuesta de fecha 23 de diciembre de 2014 que tiene previsto dar suministro a nuevos clientes a través de la red interconectada de Oviedo, Gijón y Avilés cuyas demandas para los próximos seis años prevé que sean las que se indican en la siguiente tabla:

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

De acuerdo a la información facilitada por NATURGAS estas nuevas solicitudes de suministro suponen un incremento de entorno a un 20% del promedio del consumo anual de los últimos cinco años.

En particular, NATURGAS justifica la nueva posición D-16.00 por las solicitudes de suministro de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, indicando que están fuera del alcance de la nueva posición D16.01, por lo que la red

situada en el área sur de Gijón no tiene capacidad suficiente para atender dichas demandas.

En la actualidad, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** está atendiendo su suministro mediante planta satélite de GNL unicliente, si bien ante su previsión de incremento de consumo y en aplicación del Art. 5 de la Orden IET/2446/2013 y con la entrada en servicio del gasoducto Musel-Llanera, NATURGAS indica que existirá red con capacidad suficiente para la atención de su suministro a menos de 2 km del punto de consumo. En base a ello, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** ha solicitado suministro en 16 bar a NATURGAS y a este respecto con fecha 30 de julio de 2014 se ha formalizado entre las partes contrato de ejecución de las infraestructuras para suministro a sus instalaciones desde nueva posición. Por ello la necesidad de suministro a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** es inmediata, tanto para sustituir el suministro con GNL, como para prescindir de los servicios de transporte por carretera del mismo, y para dar cumplimiento a la Orden Ministerial referida.

Por todo ello, NATURGAS considera necesario la nueva conexión D16.00 con un caudal previsto de 68.000Nm³/h.

No obstante, cabe mencionar que NATURGAS no ha aportado un compromiso firme de consumo para todas las demandas, salvo para el consumo de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en el que el compromiso firme es de 1000 GWh en tres años, y para **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** que presenta un acuerdo para la realización de la ampliación de red necesaria.

3.3 Estudio de soluciones para atender la nueva demanda

Tal y como se ha indicado con anterioridad, nuevos clientes han solicitado suministro, lo cual podría dar lugar a una situación de saturación en la red de distribución, según indican tanto NATURGAS como ENAGAS GTS en sus respuestas a la solicitud de información.

Para evitar esta situación de saturación, NATURGAS incluye en su respuesta al requerimiento de información las siguientes alternativas técnicas que se resumen en la siguiente tabla, junto con la estimación económica de las mismas y fecha estimada de puesta en servicio:

Alternativa	Instalaciones	Estimación de Inversión (Miles €)	Plazo Estimado
1. Nueva posición D16.00 con ERM en gasoducto Musel-Llanera	Nueva posición derivación 30" y ERM G -2500	2.104	ago-15

2. Conexión Posición Tamón I001.002 con Red de Gijón	14 km de red MOP 16 en 14" y nueva ERM G-2500 con 3 líneas o ERM G-4000	5.586 + costes de modificación posición de válvulas (presupuestar por ENAGAS)	2017
3. Desdoblamiento de tubería desde Posición Llanera D16 hasta zona [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]	9 km de red MOP 16 en 14" y nueva ERM G-4000 en Llanera y una tercera línea en la ERM de Tamón	3.962 + costes de modificación posición de válvulas (presupuestar por ENAGAS)	2017
4. Conexión desde zona Musel D16.01 hasta zona [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]	5,6 km de red MOP 16 en 12" y 3ª línea en Musel y 3ª línea en Tamón	2.628	2017

3.3.1 Análisis técnico de las alternativas

Todas las alternativas técnicas consideradas por NATURGAS en su respuesta de 15 de febrero de 2015 son viables técnicamente.

En relación a la alternativa 1, de la nueva posición D-16.00 con ERM solicitada, se analiza su necesidad aplicando el protocolo de detalle PD-14 *Criterios de definición del grado de saturación de las ERM y EM* publicado en Resolución de 30 de abril de 2012.

En dicho protocolo se establece que cada transportista elaborará anualmente un estudio sobre el estado actual de saturación de sus ERM/EM, indicando su grado de saturación (punto 4.2), y se realizará un análisis de su estado futuro considerando las previsiones de crecimiento aguas abajo para los dos años siguientes (punto 4.3). Además el GTS ha de realizar un informe con la información aportada por cada transportista en el que incluirá las propuestas de adecuación técnicas y su estimación económica, junto con una valoración acerca de la idoneidad de las mismas (punto 4.5)

En este sentido, se ha solicitado a ENAGAS GTS el grado de saturación de las ERM que alimentan la red de distribución de NATURGAS, e indica que actualmente las ERM no están saturadas y sin previsión de saturación para los próximos dos años.

ENAGAS GTS facilita los siguientes datos en relación a las características y consumos de las ERM actuales que alimentan la red de distribución de NATURGAS.

E.R.M (Datos ENAGÁS GTS)		Capacidad Nominal (Nm ³ /h)	Caudal máx 2014 (Nm ³ /h)	Caudal 80 horas 2014 (Nm ³ /h)	Caudal 160 horas 2014 (Nm ³ /h)	Caudal medio 2014 (Nm ³ /h)
Llanera D 16	G-1600 con 3 líneas	87.000	56.800	52.200	49.700	37.060
Oviedo O01	G-2500 con 2 líneas	68.000	29.930	26.470	25.250	18.328
Tamon I001_2 ^(*)	G-1000 con 2 líneas	27.200	20.602	ND	ND	ND
Gijón D16.01 ^(**)	G-1600 con 2 líneas	42.500	ND	ND	ND	ND
TOTAL		224.700	107.332	ND	ND	ND

(*) Datos de caudales no disponibles por ENAGAS GTS. Dato de caudal máximo estimado por la CNMC según información de NATURGAS.

(**) Caudales no disponibles debido a fue puesta en servicio el 25 de noviembre de 2014.

El caudal horario considerado por NATURGAS en sus simulaciones, para la situación actual (sin nuevos consumos), es de 122.368 Nm³/h, lo que supone una utilización de la capacidad horaria disponible en las ERM instaladas del 54,5 %

Los caudales punta de las nuevas demandas de suministro durante los próximos 6 años facilitados por NATURGAS en su respuesta de 23 de diciembre de 2014 son los que figuran en la siguiente tabla:

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

El valor máximo de caudal horario punta considerado por NATURGAS en el caso de que **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** aumente su demanda, en una segunda fase, hasta los 68.000 Nm³/h, es de 186.342 Nm³/h, siendo este valor el 83% de la capacidad horaria disponible en las ERM instaladas.

En conclusión, del análisis efectuado acerca de la capacidad de las ERM de transporte que alimentan a las redes de distribución de NATURGAS con los caudales máximos presentes y futuros, se puede indicar que no existe la necesidad de la nueva posición D-16.00 con ERM G 2500, dado que ninguna ERM construida se encuentra saturada, y considerando los caudales punta de los próximos seis años de las nuevas demandas de suministro no es previsible que vayan a estarlo. Además cabe señalar que el funcionamiento de las ERM está muy por debajo de las capacidades nominales; en concreto, para el conjunto de las ERM el caudal máximo en 2014 ha sido tan solo del 47,8% de la capacidad nominal.

3.3.2 Análisis regulatorio: obligaciones de transportistas y distribuidores

El artículo 68 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos apartado c, establece que es obligación del transportista facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas.

En cuanto al distribuidor, en el artículo 74.d de la citada Ley, indica que es obligación del distribuidor proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución y a facilitar las conexiones, en el ámbito geográfico de su autorización, en condiciones de igualdad, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas.

La autorización de instalaciones de transporte viene regulada en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. En el artículo 6, apartado 3, entre las obligaciones del transportista se encuentra el facilitar la conexión a sus instalaciones por parte de otros titulares de instalaciones o de los consumidores cualificados, de acuerdo con las disposiciones que se establecen en este Real Decreto.

En el artículo 12 del Real Decreto 1434/2002 se regula la conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución indica que:

«1. Las redes de distribución deberán alimentarse preferentemente desde una red de transporte, pudiendo, asimismo, alimentarse a partir de otra red de distribución de presión máxima de diseño superior a 4 bares, siempre que ésta disponga de suficiente capacidad de suministro, atendiendo a criterios de racionalidad técnica y económica.

2. Con el fin de garantizar el abastecimiento de gas a las redes de distribución, el distribuidor deberá formular consulta al transportista o al distribuidor sobre la disponibilidad de caudales de gas y presiones adecuadas en los puntos de entrega de gas.

A los referidos efectos, los distribuidores que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, de presión máxima de diseño superior a 4 bar, de gas, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red de transporte, indicando los caudales de gas previstos. Los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el distribuidor solicitante.

El transportista o el distribuidor dispondrá de un plazo de cuarenta días hábiles para contestar a la solicitud, indicando el punto de conexión más adecuado, las condiciones técnicas de conexión, las presiones disponibles en el punto de entrega, costes necesarios para efectuar la conexión y plazos de ejecución.

3. En caso de discrepancias respecto a la citada conexión, entre distribuidor y transportista o distribuidor, podrán elevarse las actuaciones producidas a la Comisión Nacional de Energía, para que resuelva en un

plazo de tres meses, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado, o, en su caso, al órgano competente de la correspondiente Comunidad Autónoma para que resuelvan en un plazo de tres meses.».

Por tanto, es obligación del distribuidor proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución y facilitar las conexiones, en el ámbito geográfico de su autorización y, en su caso, las conexiones del distribuidor con las redes de transporte o distribución deben realizarse atendiendo a criterios de racionalidad técnica y económica, correspondiendo el coste de la conexión al distribuidor solicitante.

3.3.3 Análisis económico de las alternativas más factibles

En aplicación de la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto-Ley 13/2012, para autorizar una instalación se ha de justificar la misma analizando su rentabilidad económica y considerando para ello los compromisos de los potenciales consumidores relevantes (mayor de 1 GWh/año), la cantidad estimada de gas natural a consumir anualmente durante los próximos 6 años, la fecha prevista de inicio del consumo de gas de cada consumidor y la presión de suministro.

Por ello, se ha realizado un análisis económico de distintos casos, y el impacto que tienen para sistema de liquidaciones y para el distribuidor.

El análisis realizado consiste en, para cada uno de los casos contemplados, el cálculo de los flujos de caja acumulados durante los próximos seis años realizando la inversión en el primer año. De este modo se puede observar cuando se recuperaría la inversión del transportista o del distribuidor y comenzaría a ser rentable.

Los flujos de caja se han calculado considerando los costes de inversión y de operación y mantenimiento de cada alternativa técnica, los ingresos por peajes derivados de la nueva demanda a atender desde dichas instalaciones, y la retribución asociada a la actividad de distribución.

El análisis abarca seis años, debido a que tal y como indica Real Decreto-Ley 13/2012 se han de contemplar las demandas para los próximos seis años, y por consiguiente no se incluyen los ingresos por peajes para años posteriores. No obstante, se debe tener presente que la inversión continuará generando flujos de caja más allá del sexto año y por consiguiente los flujos de caja acumulados continuarían aumentando. Por esta razón, el análisis no se ha efectuado calculando indicadores como el VAN o TIR.

Por simplificar se considera que se paga toda la inversión en el año 1, debido a que en caso contrario no se podría observar el número de años necesario para recuperar la inversión.

Alternativas técnicas consideradas

De las alternativas técnicas planteadas por NATURGAS, se han considerado para su análisis económico la construcción solicitada de la posición D-16.00 con ERM G-2500 (**Alternativa A**) y la conexión de la red desde la zona de El Musel D16.01 hasta la zona de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en la red de Gijón (**Alternativa B**), dado que las dos alternativas indicadas son viables técnicamente y requieren una menor inversión.

Para valorar dichas inversiones se han considerado los datos facilitados por NATURGAS y los valores unitarios de transporte primario de inversión y operación y mantenimiento establecidos en la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costes derivados de las dos soluciones técnicas contempladas en el estudio, tanto de inversión como de operación y mantenimiento.

RESUMEN DE LAS INVERSIONES	
Alternativa A)	
Costes de Inversión (€):	
Costes de posición de derivación en 30" y ERM G-2500	2.130.495
Coste de Religamiento RED APA D16.00 (30m 8")	80.500
Coste de Red Veriña (890m 10")	322.150
Total Inversión(€)	2.533.145
Costes de Operación y Mantenimiento (€/año)	
Costes de OyM de la ERM	87.093
Mantenimiento nueva red de distribución	4.395
Total Operación y Mantenimiento (€/año)	91.488
Alternativa B)	
Costes de Inversión (€):	
Costes de la construcción de la red APA (5600m 12")	1.657.152
Coste de Red Veriña (890m 10")	322.150
Total Inversión(€)	1.979.302
Costes de Operación y Mantenimiento (€/año)	
Mantenimiento nueva red de distribución	36.589
Total Operación y Mantenimiento (€/año)	36.589

Para ambos supuestos se considera que las inversiones y los costes de O&M de las instalaciones de transporte y de distribución son soportados respectivamente por el transportista y por el distribuidor, con el correspondiente impacto en el sistema de liquidaciones.

Para la Alternativa A, si bien en la respuesta de NATURGAS de 23 de diciembre de 2014 consideran necesaria una inversión de 272.867 € para la extensión de la Red APA de Gijón y ERM para suministro a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, esta no ha sido incluida en el análisis económico debido a que **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** iniciaría consumo en 2021 estando por tanto fuera del periodo analizado.

Para la Alternativa B, NATURGAS considera en su respuesta de 17 de febrero de 2015 una ampliación de red APA de 2,4 km que actualmente está en construcción que no se ha tenido en cuenta en el análisis económico ya que dicha inversión se va a realizar en cualquier caso. Además, incluyen las ampliaciones de la tercera línea de G-1600 en D.16.01 de Musel y de la tercera línea G-1000 en Tamón que tampoco se han considerado en el análisis debido a que la capacidad de las ERM actuales para el periodo analizado es suficiente, y la necesidad de la ampliación de las mismas deberá ser evaluada con posterioridad atendiendo a su grado de saturación y aplicando el mencionado protocolo PD-14.

Escenarios de demanda

Se contemplan dos escenarios de demanda.

Escenario 1 - Demanda comprometida: Incluye los incrementos de demanda durante los próximos 6 años derivados del compromiso de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** mediante el contrato de ejecución de infraestructuras suscrito entre **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** y NATURGAS de fecha 30 de julio de 2014 de 1000 GWh durante los siguientes 36 meses, si bien se ha considerado que dicha demanda se mantiene en el tiempo.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GWh/año	333	333	333	333	333	333
Demanda (MWh/día) factor de carga 0,9	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015

Escenario 2 - Demanda estimada: Incluye la demanda prevista durante los próximos 6 años de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, que por otro lado, a la vista de los datos de consumo de 2014 se considera más probable.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GWh/año	986	882	905	923	962	962
Demanda (MWh/día) factor de carga 0,9	3.002	2.685	2.755	2.810	2.928	2.928

No se han incluido en el análisis económico las demandas **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** porque se considera que están fuera del alcance de afección de la posición solicitada D16.00. En cuanto a la demanda **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, no se ha incluido en el análisis debido a que según la previsión de demanda facilitada por NATURGAS no iniciaría consumo hasta el 2021 estando fuera del periodo analizado.

OTRA ALTERNATIVA: El distribuidor asume el coste de la nueva conexión Transporte-Distribución (posición D16.00 y ERM)

Por último, en aplicación del artículo 12 del Real Decreto 1434/2002 relativo a las conexiones del distribuidor con las redes de transporte y aplicando los principios establecidos en el artículo 59.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se ha considerado el supuesto de que se construya la posición solicitada a costa de NATURGAS.

Con las distintas hipótesis consideradas se analizan los siguientes casos:

ESCENARIOS DE DEMANDA	ALTERNATIVAS TÉCNICAS		OTRAS ALTERNATIVAS
	Alternativa A: Posición D-16.00 y ERM	Alternativa B: Conexión zona EL Musel-zona Somonte	El distribuidor asume el coste de la nueva conexión T-D (posición D16.00 y ERM)
Escenario 1- Demanda comprometida	CASO 1	CASO 3	CASO 5
Escenario 2- Demanda estimada	CASO 2	CASO 4	CASO 6

CASO 1: Nueva posición D-16.00 y ERM y Demanda comprometida (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-2.130.495					
O&M	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093
Retribución Distribución	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963
Ingresos Peaje término de conducción	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000
Ingresos Peaje reserva de capacidad	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091
Saldo anual	-1.759.460	371.035	371.035	371.035	371.035	371.035
Saldo acumulado	-1.759.460	-1.388.425	-1.017.389	-646.354	-275.319	95.717

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-402.650					
O&M	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395
Retribución Distribución	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963
Saldo anual	55.918	458.568	458.568	458.568	458.568	458.568
Saldo acumulado	55.918	514.487	973.055	1.431.624	1.890.192	2.348.761

CASO 2: Nueva posición D-16.00 y ERM y Demanda estimada (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-2.130.495					
O&M	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093	-87.093
Retribución Distribución	-1.369.444	-1.225.000	-1.256.944	-1.281.944	-1.336.111	-1.336.111
Ingresos Peaje término de conducción	2.333.862	2.087.694	2.142.135	2.184.741	2.277.054	2.277.054
Ingresos Peaje reserva de capacidad	390.726	349.514	358.628	365.761	381.216	381.216
Saldo anual	-862.445	1.125.115	1.156.726	1.181.464	1.235.065	1.235.065
Saldo acumulado	-862.445	262.670	1.419.396	2.600.860	3.835.925	5.070.991

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-402.650					
O&M	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395	-4.395
Retribución Distribución	1.369.444	1.225.000	1.256.944	1.281.944	1.336.111	1.336.111
Saldo anual	962.400	1.220.605	1.252.550	1.277.550	1.331.717	1.331.717
Saldo acumulado	962.400	2.183.005	3.435.555	4.713.105	6.044.822	7.376.538

CASO 3: Conexión Zona el Musel - Zona Somonte y Demanda comprometida (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión						
O&M						
Retribución Distribución	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963
Ingresos Peaje término de conducción	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000
Ingresos Peaje reserva de capacidad	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091
Saldo anual	458.128	458.128	458.128	458.128	458.128	458.128
Saldo acumulado	458.128	916.257	1.374.385	1.832.513	2.290.642	2.748.770

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-1.979.302					
O&M	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589
Retribución Distribución	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963
Saldo anual	-1.552.928	426.374	426.374	426.374	426.374	426.374
Saldo acumulado	-1.552.928	-1.126.554	-700.180	-273.806	152.568	578.942

CASO 4: Conexión Zona el Musel- Zona Somonte y Demanda estimada (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión						
O&M						
Retribución Distribución	-1.369.444	-1.225.000	-1.256.944	-1.281.944	-1.336.111	-1.336.111
Ingresos Peaje término de conducción	2.333.862	2.087.694	2.142.135	2.184.741	2.277.054	2.277.054
Ingresos Peaje reserva de capacidad	390.726	349.514	358.628	365.761	381.216	381.216
Saldo anual	1.355.144	1.212.208	1.243.819	1.268.557	1.322.158	1.322.158
Saldo acumulado	1.355.144	2.567.351	3.811.170	5.079.727	6.401.886	7.724.044

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-1.979.302					
O&M	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589	-36.589
Retribución Distribución	1.369.444	1.225.000	1.256.944	1.281.944	1.336.111	1.336.111
Saldo anual	-646.446	1.188.411	1.220.356	1.245.356	1.299.522	1.299.522
Saldo acumulado	-646.446	541.965	1.762.320	3.007.676	4.307.198	5.606.720

CASO 5: El distribuidor asume el coste de la conexión T-D y Demanda comprometida (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión						
O&M						
Retribución Distribución	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963	-462.963
Ingresos Peaje término de conducción	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000	789.000
Ingresos Peaje reserva de capacidad	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091	132.091
Saldo anual	458.128	458.128	458.128	458.128	458.128	458.128
Saldo acumulado	458.128	916.257	1.374.385	1.832.513	2.290.642	2.748.770

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-2.533.145					
O&M	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488
Retribución Distribución	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963	462.963
Saldo anual	-2.161.670	371.475	371.475	371.475	371.475	371.475
Saldo acumulado	-2.161.670	-1.790.194	-1.418.719	-1.047.244	-675.768	-304.293

CASO 6: El distribuidor asume el coste de la conexión T-D y Demanda estimada (en €)						
SISTEMA LIQUIDACIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión						
O&M						
Retribución Distribución	-1.369.444	-1.225.000	-1.256.944	-1.281.944	-1.336.111	-1.336.111
Ingresos Peaje término de conducción	2.333.862	2.087.694	2.142.135	2.184.741	2.277.054	2.277.054
Ingresos Peaje reserva de capacidad	390.726	349.514	358.628	365.761	381.216	381.216
Saldo anual	1.355.144	1.212.208	1.243.819	1.268.557	1.322.158	1.322.158
Saldo acumulado	1.355.144	2.567.351	3.811.170	5.079.727	6.401.886	7.724.044

DISTRIBUIDOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión	-2.533.145					
O&M	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488	-91.488
Retribución Distribución	1.369.444	1.225.000	1.256.944	1.281.944	1.336.111	1.336.111
Saldo anual	-1.255.188	1.133.512	1.165.457	1.190.457	1.244.624	1.244.624
Saldo acumulado	-1.255.188	-121.676	1.043.781	2.234.238	3.478.862	4.723.485

La siguiente tabla muestra los flujos de caja acumulados para los seis casos durante los seis años considerados en el estudio. En cada caso, tanto para el sistema de liquidaciones como para el distribuidor, se resalta a partir del momento en el que empezarían a ser positivos los flujos de caja acumulados.

RESUMEN CASOS

Datos en euros		1	2	3	4	5	6
CASO 1	SISTEMA LIQUIDACIONES	-1.759.460	-1.388.425	-1.017.389	-646.354	-275.319	95.717
	DISTRIBUIDOR	55.918	514.487	973.055	1.431.624	1.890.192	2.348.761
CASO 2	SISTEMA LIQUIDACIONES	-862.445	262.670	1.419.396	2.600.860	3.835.925	5.070.991
	DISTRIBUIDOR	962.400	2.183.005	3.435.555	4.713.105	6.044.822	7.376.538
CASO 3	SISTEMA LIQUIDACIONES	458.128	916.257	1.374.385	1.832.513	2.290.642	2.748.770
	DISTRIBUIDOR	-1.552.928	-1.126.554	-700.180	-273.806	152.568	578.942
CASO 4	SISTEMA LIQUIDACIONES	1.355.144	2.567.351	3.811.170	5.079.727	6.401.886	7.724.044
	DISTRIBUIDOR	-646.446	541.965	1.762.320	3.007.676	4.307.198	5.606.720
CASO 5	SISTEMA LIQUIDACIONES	458.128	916.257	1.374.385	1.832.513	2.290.642	2.748.770
	DISTRIBUIDOR	-2.161.670	-1.790.194	-1.418.719	-1.047.244	-675.768	-304.293
CASO 6	SISTEMA LIQUIDACIONES	1.355.144	2.567.351	3.811.170	5.079.727	6.401.886	7.724.044
	DISTRIBUIDOR	-1.255.188	-121.676	1.043.781	2.234.238	3.478.862	4.723.485

De este análisis se deduce que, desde la perspectiva del sistema de liquidaciones, bajo ambos escenarios de demanda en todos los casos contemplados se recuperarían la inversión en el periodo analizado.

Desde la perspectiva del distribuidor, se recuperaría la inversión en el periodo analizado en todas los casos, salvo en el caso de que se construyera la posición D16.00 y la ERM a su costa y contemplando la demanda con compromiso firmado

4. Urgencia de poner en servicio la solicitud efectuada del nuevo punto de conexión transporte-distribución D-16.00

En su escrito de 17 de febrero de 2015 NATURGAS (ver anexo 6) indica que:

“Hay necesidad de reforzar la red de Gijón para solucionar los problemas de vulnerabilidad de la misma y atender su crecimiento vegetativo y los potenciales consumos singulares previstos.”

Con fecha 6 de diciembre de 2013 tuvo lugar un accidente de uno de los camiones cisterna que transportaba GNL a la planta satélite de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en Veriña y provocó el corte durante 10 horas de la Autovía del Cantábrico A-8 y de la vía férrea, el desalojo de 30 vecinos de la población de Cadavedo en el término municipal de Valdés (Asturias), y la activación del Plan de Emergencias de Transporte de Mercancías Peligrosas en situación 1 y del Gabinete de Crisis del Principado de Asturias. Es por ello que a raíz de este incidente y dado el alto tránsito de camiones cisterna que este suministro está implicando, la Dirección General de Tráfico ha pasado a conceder las autorizaciones para el tránsito de los vehículos especiales por la red nacional de carreteras con carácter semanal y bajo el principio de excepcionalidad y sujeto a su revocación en el caso de tener lugar nuevos incidentes. Todo ello está suponiendo a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** una situación logística de alta complejidad y de precariedad ante el riesgo de una denegación de los permisos periódicos de la Dirección General de Tráfico.

El consumo de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** en 2014 a través de la planta satélite de GNL ha sido de 850 GWh, y en 2015 habrá un nuevo incremento hasta 986 GWh, con las consiguientes complicaciones operativas para ese nivel de consumo tanto de gestión del transporte como de las descargas del GNL para garantizar que no tenga lugar una interrupción del suministro a sus procesos productivos (circunstancia que de suceder implicaría muy altos costes económicos).

El no cumplimiento de la fecha acordada con el cliente implicaría al mismo el tener que asumir costes adicionales para prorrogar los contratos asociados al suministro de GNL, si se superase la fecha de compromiso para conexión al gasoducto y por tanto para la interrupción del suministro con GNL.

5. Conclusiones

En relación con la solicitud de la Subdirección General de Hidrocarburos sobre la necesidad para el sistema gasista de acometer la realización de una nueva posición D-16.00, con ERM G-2500(80/16), en el polígono industrial Somonte-Gijón, sobre el gasoducto Musel-Llanera, solicitada por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., y teniendo en cuenta los análisis expuestos, esta Comisión indica:

- La capacidad de las ERM actualmente en servicio y ubicadas en las posiciones O-01 (Oviedo), D16 (Llanera), I001_02 (Tamón) y D-16.01 (El Musel), que suministran gas natural a la red de distribución de NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN en Oviedo, Gijón y Avilés, tienen capacidad para atender la demanda horaria punta prevista por NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN en el horizonte 2015-2020, por lo que no es necesaria la construcción de nueva capacidad solicitada.
- Que para poder atender la demanda prevista en dichas redes hay otras soluciones técnicas eficaces, distintas a la de construir la nueva posición D-16.00 con ERM G-2500, solicitada, tal y como es el caso, de construir por NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN una línea de distribución MOP 16 de 5,6 km y 12” de diámetro entre la zona de El Musel y la zona de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.
- Que las dos soluciones técnicas analizadas recuperan la inversión considerada en el periodo analizado 2015-2020, tanto para el sistema de liquidaciones como para el distribuidor, particularmente si el distribuidor ingresa, en el caso más desfavorable de los indicados, los derechos de acometida establecidos.
- Que en aplicación del artículo 12, del Real Decreto 1434/2002, las conexiones del distribuidor con las redes de transporte o distribución deben realizarse atendiendo a criterios de racionalidad técnica y económica, correspondiendo su coste al distribuidor solicitante.
- Que es obligación del distribuidor proceder a la ampliación de sus instalaciones de distribución cuando sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas natural en aplicación del artículo 74, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos
- Por lo tanto, esta Sala considera que no es necesaria la construcción de la nueva posición D-16.00, con ERM G-2500(80/16), solicitada por

ENAGÁS TRANSPORTE a petición de NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN.

- No obstante lo anterior, si NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN considera que por las razones de urgencia expuestas, es necesaria la construcción por ENAGÁS TRANSPORTE de la nueva posición D-16.00 con ERM G-2500, y en aplicación de lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 1434/2002, estas instalaciones pueden ser construidas por ENAGÁS TRANSPORTE a costa de NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN.

7. Anexos:

[INICIO CONFIDENCIAL]
[FIN CONFIDENCIAL]