

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE OTORGA A REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A., AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA Y APROBACIÓN DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO “INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN PARA EL ENVÍO BOG A LA RED DE ALTA PRESIÓN” EN LA PLANTA DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GNL DE MUGARDOS (A CORUÑA)

Expediente INF/DE/237/22

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

D.^a María Ortiz Aguilar

D.^a María Pilar Canedo Arrillaga

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 18 de mayo de 2023

De acuerdo con el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y con lo dispuesto en el artículo 81.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, la Sala de la Supervisión Regulatoria acuerda lo siguiente:

1. ANTECEDENTES

Con fecha 25 de noviembre de 2022, tuvo entrada en la CNMC escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM), solicitando informe sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga autorización administrativa previa y aprobación del proyecto de ejecución del proyecto denominado “*Instalación de un sistema de compresión para el envío de*”

BOG a la red de alta presión” (en adelante el Proyecto) en la Planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Mugarbos (A Coruña) (en adelante Planta de GNL), propiedad de REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. (en adelante REGANOSA). Adjunto al escrito, se remite copia de la referida Propuesta de Resolución de la DGPEM.

A dicho oficio, la DGPEM adjunta la documentación y escritos remitidos por REGANOSA y por el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Galicia, que forman parte del expediente. A continuación, se relacionan los principales:

- Escrito de 23 de marzo de 2022, mediante el que REGANOSA solicita a la DGPEM autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución.
- Proyecto técnico: *“Instalación de un sistema de compresión para el envío de BOG a la red de alta presión”*¹, de septiembre de 2021, visado por el Ingeniero Técnico Industrial colegiado nº 0016411, del Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Madrid.
- Documento del suministrador del compresor, relativo a sus especificaciones técnicas, de 8 de julio de 2019.
- Documento de REGANOSA de análisis de beneficios y efectos derivados del Proyecto, de marzo de 2022.
- Informe de Consideraciones Ambientales de REGANOSA concluyendo que el Proyecto no tendrá ningún efecto significativo adverso sobre el medio ambiente, a los efectos del artículo 7.2.c) de la Ley 21/2013², por lo que no viene sometido a evaluación ambiental ordinaria ni simplificada.
- Oficio de 28 de abril de 2022, de la DGPEM, de traslado del expediente al Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Galicia, para que inicie los trámites de información pública del Proyecto y emita el oportuno informe, de acuerdo con el Real Decreto 1434/2002.
- Informe de 7 de septiembre de 2022, del Área de Industria y Energía de A Coruña de la Delegación del Gobierno en Galicia, sobre el trámite de información pública³ efectuado.

¹ Que consta de Memoria y 3 anejos: lista de equipos, presupuesto y planos

² Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental,

³ Proyecto anunciado en B.O.E. nº 142, de 15 de junio de 2022, Boletín Oficial de la provincia de Coruña nº 113, de 15 de junio de 2022, y en los diarios “Diario de Ferrol” y “La Voz de Galicia”, ambos con fecha 17 de junio de 2022.

2. HABILITACIÓN COMPETENCIAL

Corresponde a esta Comisión informar sobre la Propuesta de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones referidas, todo ello en virtud de la función establecida en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (en adelante, Ley 3/2013), y conforme con lo dispuesto en el artículo 81.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural*.

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, así como el artículo 14.1.b) del Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico.

3. NORMATIVA SECTORIAL APLICABLE

Es de aplicación el artículo 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, que establece que las instalaciones de regasificación requieren autorización administrativa previa. Asimismo, establece que los solicitantes de autorizaciones para instalaciones deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los requisitos relativos a las condiciones técnicas y de seguridad de estas, las condiciones de protección del medioambiente, la adecuación del emplazamiento al régimen de ordenación del territorio, y la capacidad legal, técnica y económico-financiera del titular para la realización del proyecto.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural*, en particular su título IV que establece el procedimiento para la obtención de la autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución, y la autorización de cierre, para las instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, definida de acuerdo con lo previsto en el artículo 59⁴ de la Ley 34/1998.

Asimismo, son de aplicación la Ley 18/2014⁵, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en lo relativo a la sostenibilidad económica del sistema de gas natural y las Circulares de la CNMC 9/2019, de 12 de diciembre, y 8/2020, de 2 de diciembre, que establecen la metodología retributiva para las instalaciones de las plantas de gas

⁴ Las Plantas de regasificación de GNL son parte de la red básica.

⁵ Ley de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

natural licuado, aplicable a partir del 1 de enero de 2021, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones.

4. CONSIDERACIONES SOBRE LAS INSTALACIONES A AUTORIZAR

4.1. Situación actual de las instalaciones

La Planta de GNL de REGANOSA, que está situada en Mugarbos (A Coruña) y fue inicialmente puesta en marcha el 7 de noviembre de 2007⁶, es parte integrante de la Red Básica conforme a la definición establecida en el artículo 59.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

La planta consta de un muelle de descarga de buques metaneros, una capacidad de almacenamiento de GNL de 300.000 m³ (dos tanques criogénicos de 150.000 m³ con sus bombas primarias), una capacidad de vaporización de 413.000 Nm³/h (dos vaporizadores de agua de mar de 206.400 Nm³/h, y otro de combustión sumergida de reserva, también de 206.400 Nm³/h junto con cuatro bombas secundarias para la impulsión del GNL desde los tanques hasta los vaporizadores y el sistema de captación de agua de mar para la utilización en ellos) y dos cargaderos de cisternas de GNL.

Así mismo, dispone de un sistema de odorización y estación de medida (G-4000) del gas regasificado en la conexión a la red de transporte; 4 brazos de descarga/carga de GNL en el pantalán (3 para trasiego de GNL y uno de retorno de vapor).

⁶ Las sentencias números 695/2016, de 28 de marzo de 2016, y 889/2016, de 25 de abril de 2016, del Tribunal Supremo (TS), anularon las Resoluciones originarias de autorización de la Planta, de 3 de junio de 2002 y de 13 de febrero de 2004. El TS basó su anulación en la falta de adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio. Posteriormente, mediante Resolución de fecha 7 de julio de 2016, la DGPEM otorgó a REGANOSA nueva autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de la referida planta. Con fecha 15 de julio de 2016, la Subdelegación del Gobierno en A Coruña extendió el Acta de su puesta en servicio. Sin embargo, la sentencia del Tribunal Supremo núm. 1075/2019, de fecha 16 de julio, anuló el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de mayo de 2016, que había declarado excluido del trámite de evaluación de impacto ambiental el proyecto, en aplicación del artículo 8.3 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, por entender que concurrían supuestos excepcionales para ello (riesgo de que su paralización podría comportar para la seguridad de suministro y de las personas), entendiéndose la Sentencia que existían otros remedios procesales más respetuosos con la normativa ambiental. Finalmente, la Planta de GNL de REGANOSA obtiene Declaración de Impacto Ambiental mediante Resolución de 2 de diciembre de 2020. Posteriormente, mediante Resolución de 29 de junio de 2021, la DGPEM otorga nueva autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución. Por último, la Planta obtiene el Acta de puesta en marcha de 6 de agosto de 2021. Más información en Expediente nº INF-DE-121-20.

Finalmente, también dispone de un relicuador y tres compresores (K301 A/B/C)⁷ para la recuperación y reprocesado interno del boil-off- gas (BOG)⁸, y el sistema de antorcha/venteo para la combustión/venteo del BOG que no puede ser gestionado. Sin embargo, a diferencia de la mayoría de las Plantas de regasificación del sistema gasista, carece de un compresor de Boil-off para emisión directa a la Red (80 bar), cuya construcción es el objeto principal de este expediente de autorización.

En las condiciones actuales, la Planta presenta un mínimo técnico⁹ de 32 GWh/día¹⁰, que sería el caudal mínimo por debajo del cual no se podría emitir por no poder gestionar el BOG.

4.2. Justificación de la necesidad del proyecto por parte de REGANOSA

REGANOSA indica en la Memoria del Proyecto que la incorporación de un compresor de emisión directa a Red a la línea de compresores de vaporizado existentes pretende optimizar el sistema de regasificación de la Planta de forma que la gestión del BOG sea más efectiva y se minimicen los gases quemados en la antorcha de combustión y el número de venteos necesarios.

La empresa centra la justificación del Proyecto, básicamente, en cuatro razones:

1. **Razones de ahorros energéticos/medioambientales:** por el ahorro tanto del gas natural, que en vez de ser combustionado se recupera para ser reinyectado a la Red, como de las emisiones de CO₂ evitadas, que de otro modo se producirían al tener que combustionarlo en la antorcha. A tal efecto, simulan los ahorros producidos por estos dos motivos, e indican que serían superiores al valor de inversión en un periodo inferior a la vida útil de compresor.
2. **Razones de Seguridad de Suministro:** según indica REGANOSA el Proyecto *“permite incrementar la conservación sostenible del GNL almacenado en tanques, aumentando de esta forma la seguridad de*

⁷ Compresores de motor eléctrico, de 520 kW, de tipo alternativo de doble acción, no lubricados, cada uno diseñados para manejar el 50% del boil-off generado en el peor escenario con dos tanques en operación. Dos en operación, y el otro compresor de reserva. Q= 2.782 m³/h (5.295 kg/h).

⁸ El Boil Off Gas (BOG) es el gas natural en fase vapor que se generan en el tanque de GNL y que se produce a causa de varios procesos.

⁹ El mínimo técnico de una Planta de GNL es la capacidad de emisión por debajo de la cual la Planta no puede emitir de forma continuada en el tiempo al no estar garantizadas la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación, así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

¹⁰ Dato aportado por REGANOSA en correo electrónico del 23 de enero de 2023, equivalente a 114.646 Nm³/h.

suministro del sistema, pues el GNL descargado puede permanecer en los tanques de la Planta, sin pérdidas, durante largos períodos de tiempo sin descargas adicionales”. Es decir, el nuevo compresor BOG, permitiría disponer de un almacenamiento de GNL estable y duradero en el tiempo.

3. **Mejora de la operativa independiente:** la empresa menciona que la Planta podría prestar servicios logísticos de GNL de manera independiente a su regasificación y sin recurrir a emisiones de gas/CO₂; en concreto, operaciones de *bunkering*, *small scale*, descarga de buques, puesta en gas y puesta en frío, etc. Esta mejora de la operativa independiente mejoraría los ingresos para el Sistema gasista.
4. **Cumplimiento normativo medioambiental:** cumplimiento del futuro Reglamento Europeo, actualmente sometido a consulta pública¹¹, sobre reducción de emisiones de metano en el sector energético, que prohibiría emitir gas natural o quemarlo mientras exista una opción técnica viable que lo evite (reinyección, utilización in situ o transporte al mercado). En el artículo 3 de la Propuesta de Reglamento, se indicaría que las inversiones realizadas para acomodarse a esto habrían de ser reconocidas.

En resumen, el objetivo del proyecto, según REGANOSA, presenta un carácter marcadamente medioambiental y de ahorros por eficiencia energética, al evitar la emisión de gases de efecto invernadero al evitar la combustión en la antorcha del gas (o incluso el venteo directo de metano), así como el ahorro económico que supone la recuperación de dichas cantidades de gas natural para su emisión directa a Red que, de otro modo, se quemarían en la antorcha.

4.3. Características técnicas del proyecto

Las instalaciones para las que se solicita autorización son:

- Nuevo Compresor¹² criogénico de Boil-off Gas (BOG) de emisión directa a Red de alta presión (K-302), modelo 6LP250-4S¹³, de 4 etapas de compresión, accionado por motor eléctrico asíncrono de 2.200 kW, con flujos másico, volumétrico y energético de diseño de 10.387 kg/h¹⁴, 4.412 m³/h¹⁵ y 3,77 GWh/día, respectivamente, que se ubicaría en el mismo

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=COM:2021:805:REV1>

¹² El compresor dispondrá de cuadro eléctrico, sistema de control y toda la instrumentación necesaria e irá apoyado en un bancada tipo bloque de hormigón armado y un sistema de *dampers* y *coolers*.

¹³ Tipo de cilindro: vertical. Velocidad: 495 rpm. Presión absoluta de descarga: 85 bar.

¹⁴ Si bien, en la Memoria del Proyecto se indica: “*salvo modificación en el tamaño de la selección final del equipo, que se determinará en una fase posterior de la ingeniería*”.

¹⁵ En las condiciones de diseño de operación (-151 °C y 1,25 bar absolutos), equivalentes a 12.490 Nm³/h.

emplazamiento¹⁶ y caseta que la batería de compresores internos de boil-off para posibilitar los dos modos de funcionamiento siguientes:

- Modo de baja presión: funcionando como una unidad más de compresión interna, reconduciendo el BOG hacia el relicuador (solo necesitaría comprimir hasta la 2ª etapa de compresión).
- Modo de alta presión: envío del BOG a la red de gasoductos comprimiendo hasta la 4ª y última etapa (una nueva línea a presión conduce gas desde compresor hasta EM de la Planta (Z-501)).
- Nueva línea de medida (la 3ª) de la EM de la Planta: para contabilizar el Boil-off gas emitido directamente a la Red¹⁷.
- Aerorrefrigeradores (E-302, E-303, E-304): para las salidas de las etapas 2ª, 3ª, y 4ª de compresor, de modo que se reduzca la temperatura del gas (derivada de la compresión) a las condiciones de envío a la Red. En la 2ª etapa habrá una derivación para el envío al colector de descarga de los compresores de BOG interno.
- Nuevo atemperador (J-302): se instala en línea con la aspiración del nuevo compresor, para reducir el tamaño de los aerorrefrigeradores. Consiste en llevar una línea de GNL en baja presión hasta el atemperador, pulverizándolo en la corriente del BOG, reduciendo así la temperatura.
- Nuevo KO Drum (V-303): se instala aguas abajo del atemperador para separar condensados en la corriente de aspiración del BOG.
- Nuevo depósito de purgas (V-304): se instala con el nuevo KO-Drum, situándose en la línea de aspiración del compresor, para impedir que los condensados lleguen a éste.
- Otros elementos auxiliares: como las líneas tanto criogénicas aisladas como no criogénicas¹⁸; los sistemas de nitrógeno, agua-glicol y aire; modificaciones eléctricas; integración con el DCS existente con una nueva CPU redundante; ampliación sistema de detección contra incendios; modificaciones en la subestación eléctrica con nueva cabina de MT etc.

En relación con la documentación presentada, esta Comisión entiende que sería más conveniente que la información del emplazamiento y caudal másico final fueran conocidas en esta fase del proyecto en vez de en fases más avanzadas

¹⁶ Si bien, en la Memoria del Proyecto se indica que: “Esto quedará sujeto a las dimensiones del compresor finalmente seleccionado”.

¹⁷ Se mantiene el cromatógrafo actualmente existente en la EM.

¹⁸ Que se realizarán en acero inoxidable y acero al carbono, respectivamente, del espesor adecuado en función de la presión máxima de servicio de la línea.

de ingeniería como indica la Memoria, máxime tratándose, el compresor, del elemento principal del Proyecto.

Del mismo modo, podría ser adecuado que los Anexos del proyecto fueran más exhaustivos. A este respecto, se echa en falta, por ejemplo, algunos anexos de los que suelen aparecer en este tipo de proyectos tales como los relativos al estudio de viabilidad de alternativas (con independencia de que esta sea la única viable, no se constata un estudio al respecto), pliego de condiciones y especificaciones; estudio de emisiones acústicas; estudio de seguridad y salud; gestión de residuos etc.

4.4. Características económicas del Proyecto (presupuesto)

El presupuesto estimado para las instalaciones contempladas en el Proyecto de Autorización Administrativa, asciende a 11.851.824,10 euros. El importe del presupuesto presenta su desglose en el correspondiente documento Anexo 2, del Proyecto. A continuación, se muestra su desglose por capítulos:

Tabla 1. Presupuesto del Proyecto (septiembre 2021)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

A partir del Presupuesto final, la Propuesta de Resolución establece una fianza por un valor de 237.036,48 euros (2% del importe del presupuesto que REGANOSA deberá constituir).

En relación con el presupuesto anterior cabe señalar que:

- ✓ El presupuesto total del Proyecto sería un 37,8% inferior al valor resultante de aplicar los valores unitarios estándar de inversión vigentes¹⁹ para un compresor de BOG para emisión directa equivalente (16.327.455 €).
- ✓ Así mismo, el presupuesto indicado en la autorización ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] €) sería inferior al último presupuesto informado por REGANOSA a esta Comisión en cumplimiento del artículo 22 de la Circular 9/2019. A estos efectos, REGANOSA informó, en octubre de 2022²⁰, un presupuesto de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] €; es decir, una cifra que es un [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]% superior al presupuesto del Proyecto que se

¹⁹ VVUU de inversión estaciones de compresión con un término fijo por EC de 14.997.763,28 €/E.C. y un término fijo por potencia de 604,86 €/kW aplicable a los 2.200kW del nuevo motocompresor eléctrico.

²⁰ Documento "Comunicación Inversiones Reganosa2022_CNMC", de 14 de octubre de 2022, con misma fecha de entrada en el registro.

autoriza, y que se ha informado tan solo unos meses después a la solicitud de autorización de REGANOSA, de marzo de 2022.

- ✓ El presupuesto no parece traer un desglose adecuado a la fase del Proyecto que se le presupone a una solicitud de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución. El Anexo 2 omite el detalle del cálculo de los capítulos en los que se divide el presupuesto, incluyéndose en el Proyecto, como toda documentación relativa, únicamente la indicada en la Tabla 1 anterior.
- ✓ Las partidas de Dirección de Proyecto, Gestión de compras y suministros, *Project Management Consultancy*, Dirección Facultativa y Gestión representan el 17,95% del presupuesto, al sumar un importe de 2.126.897,46 €.

4.5. Sobre los compresores de procesado interno

El nuevo compresor BOG (K-302) de emisión a Red del Proyecto se encuentra diseñado para funcionar en baja presión con las etapas 1 y 2 (ver apartado 4.3), como si se tratase de los actuales tres compresores de procesado interno para envío al relicuador (dos en operación y uno de reserva). Por tanto, podría interpretarse que puede haber cierta redundancia o solapamiento en la función de los equipos, consistente en llevar el BOG de su presión de evaporación a una presión intermedia de unos 9 bar absolutos (presión a la cual los compresores actuales impulsan el BOG previamente a su entrada en el relicuador).

De hecho, con independencia de que finalmente se determinara que la solución planteada es la más adecuada técnicamente, se echa en falta, **siempre que el resto de las condiciones técnicas y de seguridad lo permitan**, que se hubieran analizado, al menos, las siguientes opciones una vez vistas tanto la capacidad del nuevo compresor como el final de la vida útil retributiva de los actuales compresores de procesado interno en el año 2027²¹:

- Configurar/Instalar el nuevo compresor, si los actuales equipos pueden seguir operando en el largo plazo, con una presión de aspiración de entrada de 9 bar, coincidente con la salida de los actuales compresores de procesado interno, permitiendo eliminar las dos primeras fases de compresión del nuevo compresor.
- Determinar el cierre de alguno de los compresores actualmente en operación cuando lleguen al fin de su vida útil retributiva al comprobarse

²¹ Puesto en marcha el 7 de noviembre de 2007, y con una vida útil regulatoria de 20 años.

su falta de necesidad²². Dicho análisis sobre la necesidad debería realizarse juntamente con el GTS. De resultar positivo, el desmantelamiento podría producir ahorros económicos, tanto para la propia empresa (pues disminuiría la dedicación a O&M²³ de ese/os equipo/s) como para el Sistema Gasista (por no tener que abonar las retribuciones por O&M y REVU²⁴ asociadas).

Por otra parte, y aunque no tiene afección retributiva, sería deseable clarificar el caudal de diseño de los actuales compresores de procesado interno, pues se han detectado contradicciones en esta característica técnica. Mientras el Proyecto indica que cada uno tiene un caudal de 2.782 m³/h, la información declarada a SIDRA²⁵/SICORE²⁶ por REGANOSA refleja que cada uno tiene un caudal de 9.032 m³/h.

4.6. Otras consideraciones sobre las instalaciones

4.6.1. Posible relación con un COPEX elegible

En el oficio de 30 junio de 2022, remitido por esta Comisión a REGANOSA²⁷ para la previsión, en base a la información aportada por la empresa, del método de retribución que se estimaría aplicable a los proyectos de cuya eventual realización había informado la empresa, figura el compresor de BOG²⁸ como retribuable vía CAPEX²⁹ (inversión).

²² Un ejemplo de cierre similar sería el que determinó la Resolución de 16 de noviembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Enagás Transporte, SAU, el cierre y desmantelamiento del vaporizador de combustión sumergida PA-117B en la planta de regasificación de Palos de la Frontera (Huelva).

²³ Operación y mantenimiento.

²⁴ La Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU) retribuye las instalaciones que siguen operativas tras finalizar su vida útil regulatoria, como un incremento sobre la retribución de O&M. Para más información, consúltese el artículo 15 de la Circular 9/2019, de 2 de diciembre, de la CNMC.

²⁵ Sistema de Información para Determinar la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gas Natural, del que disponía la CNMC desde el año 2008, y anterior al nuevo SICORE.

²⁶ Sistema de Información de Costes Regulados (SICORE), desarrollado mediante Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad, modificada por la Circular 3/2016, de 16 de noviembre de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la Resolución de 20 de abril de 2017, de la Sala de Supervisión Regulatoria.

²⁷ Oficio con asunto: "Método de retribución aplicable a los proyectos de inversión y a los gastos de explotación activados para el año 2022 presentados de acuerdo con los artículos 13 y 22 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, por REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. (REGANOSA)", y referencia de Exp. Nº: RAP-DE-004-21.

²⁸ Con CUAR (Código Único de Activo Regulado): G3GA110000000000073019E0000000107

²⁹ Siglas de CAPITAL EXPENDITURE, que alude a la selección de retribuable como inversión.

Además, existiría un segundo proyecto³⁰ informado como COPEX³¹ que podría estar relacionado parcialmente con el nuevo compresor, pues en la Memoria del Proyecto del nuevo compresor, se describe un epígrafe sobre Seguridad Física³², en el que se indican las diferentes actuaciones a realizar en los distintos sistemas de los que actualmente dispone la Planta: Sistema de control de accesos, Sistema de vigilancia anti-intrusión y Sistema de Circuito cerrado de cámaras y vigilancia (CCTV). Las descripciones efectuadas en la Memoria parecen similares a las descritas para el proyecto COPEX referido, por lo que dichas actuaciones podrían estar englobadas, en todo o en parte, en las relativas al proyecto informado como COPEX.

A estos efectos, esta Comisión considera conveniente la agrupación de proyectos y que las actuaciones de menor entidad se acometan junto aquellas con mayor significancia evitando una atomización excesiva de los mismos que pudiera ralentizar los procedimientos de autorización y reconocimiento retributivo. Dicho lo anterior, se recuerda el principio retributivo de no pagar dos veces por el mismo concepto, y se advierte que el alcance habría de quedar totalmente aclarado, previamente a la eventual autorización del Proyecto.

4.6.2. Sobre los Caudales BOG y equipos extra requeridos

En la Memoria del Proyecto parece desprenderse una indicación de un mayor caudal BOG con la construcción del nuevo compresor, que sería la causa de que se requiera junto a este, la instalación del nuevo atemperador y del nuevo KO-drum (y por ende, el nuevo depósito de purgas), según lo reflejado en el apartado 4.3. de este informe. En esta línea, la Memoria reseña lo siguiente: *“Debido al aumento del caudal de BOG a causa de la instalación del nuevo compresor, los actuales equipos atemperador y depósito separador no serían suficientes para soportar estos incrementos, por lo que se opta por la instalación de un atemperador y un depósito separador específicos para el nuevo compresor.”*

El nuevo compresor ha de ser capaz de reconducir el BOG cuando la planta no está en funcionamiento, siendo el BOG mayor si además coincide con ciertas operaciones de carga/descarga de barcos. A este respecto, el caudal en condiciones de operación para el que se diseña el nuevo compresor es de 4.412

³⁰ Mejora de la disponibilidad del sistema anti-intrusión de la planta que, de acuerdo con su documentación, presentaba un importe previsto de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] €**

³¹ Hibridación de CAPEX y OPEX. Los COPEX son costes de O&M activados no recurrentes que cumplen una serie de condiciones y son retribuidos de una manera concreta (más información en el artículo 13 de la Circular 9/2019, de 2 de diciembre, de la CNMC).

Código informado: COPEX107R/2020/000003.

³² Epígrafe 7.2.4. (pág. 93), dentro de apartado 7. Seguridad.

m^3/h^{33} ; mientras que los compresores actuales, que presentarían unas condiciones de diseño de entrada del gas muy similares a las del nuevo compresor³⁴, tendrían cada uno, según el Proyecto, un caudal de diseño de $2.782 \text{ m}^3/\text{h}$, de modo que, al estar configurados como dos en operación y otro de reserva, podrían dar de manera rutinaria, un máximo de $5.564 \text{ m}^3/\text{h}^{35}$.

Por tanto, por las descripciones del objeto del Proyecto, como por las propias condiciones de diseño de los equipos actuales vs el nuevo, el BOG habría de ser similar al actual, con la diferencia de que, con el nuevo compresor, aquel que no se podía tratar cuando no se tiene flujo de GNL en el relicuador, puede ahora enviarse directamente a Red y, por tanto, evitar que se acumule en los tanques³⁶. Es decir, en contraposición a lo indicado en la Memoria sobre un mayor caudal de BOG, parece sin embargo que las condiciones de caudales de diseño podrían no justificar la instalación de los nuevos equipos indicados -o al menos, no en base a esa concreta justificación-, por lo que de ser efectivamente necesarios estos, convendría que se acreditara con mayor claridad el motivo.

5. CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA

Las consideraciones que se indican a continuación se realizan teniendo en cuenta la regulación aplicable, la información disponible en esta Comisión y la información del expediente remitida por la DGPEM.

5.1. Sobre la justificación de las instalaciones a autorizar

El proyecto planteado de un nuevo compresor de BOG para emisión directa a la Red en la Planta de GNL de Mugarodos, basa su justificación en los cuatro pilares reseñados en el apartado 4.2, esto es: 1) Ahorros energéticos por el gas natural que se ventearía/combustionaría en antorcha, por las emisiones de CO_2 ahorradas y las mejoras ambientales asociadas; 2) Mejoras de Seguridad de

³³ A una temperatura de $-151 \text{ }^\circ\text{C}$ y una presión de $1,25 \text{ bar}$ absolutos (apartado 4.1.2 del documento de Análisis de efectos del Proyecto y apartado 1.1 del documento de Especificación técnica del compresor).

³⁴ A una temperatura de $-150 \text{ }^\circ\text{C}$ y una presión de $1,15 \text{ bar}$ absolutos (apartado 4.1 de la Memoria del Proyecto).

³⁵ Si se tuviera en cuenta la capacidad indicada en SIDRA/SICORE el efecto sería notablemente mayor, pues como se ha indicado en apartados anteriores se declara una capacidad $9.032 \text{ m}^3/\text{h}$ para cada compresor.

³⁶ Literalmente, en el Documento "1.4. Análisis de efectos del proyecto de compresor" se señala: "En caso de que no se realice envío de GNL para su posterior inyección a la red de alta presión, tampoco se dispone de GNL líquido en el relicuador que permita recondensar el BOG, incrementándose por tanto el volumen de BOG generado y por ello la presión de vapor en los tanques de la Planta. Si esta situación se prolonga por un periodo de unas pocas horas, el exceso de BOG generado debe ser aliviado al sistema de venteo o al combustor (F312) mediante el sistema de control de presión."

suministro; 3) Mejoras en la operativa; 4) Cumplimiento normativo medioambiental.

A continuación, se valoran los argumentos presentados por REGANOSA, y se analiza la coyuntura actual que puede condicionar o interferir en dicho análisis, ordenando las justificaciones por orden de importancia.

5.1.1. Cumplimiento de obligaciones normativas

Si bien REGANOSA presenta el cumplimiento de obligaciones derivadas de aspectos regulatorios o normativos en último lugar en su documento de Análisis, esta Comisión entiende que podría ser la razón que justificaría por sí misma la autorización del citado compresor de aprobarse la normativa aludida por REGANOSA en los términos actualmente propuestos.

Efectivamente, y como indica REGANOSA, el 15 de diciembre de 2021³⁷ la Comisión Europea publicó una consulta pública sobre una Propuesta de Reglamento, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a la reducción de las emisiones de metano en el sector energético y por el que se modifica el Reglamento (UE)/2019/942³⁸. Dicha propuesta se enmarca en el *Green Deal Europeo* (Pacto Verde Europeo que persigue la neutralidad climática en el 2050), y en el Compromiso Mundial liderado entre la Unión Europea y los Estados Unidos, sobre el metano, para reducir sus niveles de 2020 en un 30% para 2030. El objetivo del Reglamento es preservar y mejorar el medio ambiente reduciendo las emisiones de metano procedentes de la energía fósil producida o consumida mientras se garantiza la seguridad del suministro en la Unión Europea dentro del contexto del mercado interior de la energía. Por tanto, el carácter de esta futura normativa es eminentemente medioambiental, y de ahí su interrelación estrecha con la justificación de ahorros energéticos (y sus mejoras medioambientales) del siguiente apartado.

Entre otras, la propuesta de Reglamento regula las emisiones de metano producidas en las plantas de GNL, hasta ahora no reguladas específicamente. En su Capítulo 3 (Emisiones de metano en los sectores del petróleo y el gas), establece obligaciones de reducción de emisiones y prohibiciones de venteo y combustión rutinaria³⁹ en antorcha. En este sentido, se establece que se ha de primar la reinyección, la utilización in situ o el envío del metano al mercado, sobre

³⁷ Versión Final 805. El 14 de marzo de 2022 se publicó una corrección de dicha versión (la 805/final 2) que añadía la Ficha de Financiación Legislativa que omitía la anterior.

³⁸ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:06d0c90a-5d91-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0011.02/DOC_1&format=PDF

³⁹ Se prohíbe explícitamente el venteo y combustión en antorcha de manera rutinaria, con una lista de excepciones concretas, que se encuentran básicamente motivadas por cuestiones de seguridad específicamente definidas.

la combustión en antorcha de metano, siempre que sea posible. En concreto, los explotadores que venteen deben demostrar a las autoridades competentes que no eran posibles la reinyección, la utilización in situ ni el envío del metano a un mercado, ni tampoco la combustión en antorcha, y los explotadores que queman en antorcha deben demostrar a las autoridades competentes que no era posible la reinyección, la utilización in situ ni el envío del metano a un mercado.

Para el caso que nos atañe, y de aprobarse el Reglamento en los términos propuestos, sería específicamente de aplicación el artículo 15, y en concreto su apartado 5, donde se dispondría que la inviabilidad económica no podría ser una de las justificaciones de inviabilidad del proyecto:

“5. Solo se permitirá la combustión en antorcha cuando la reinyección, la utilización in situ o el envío del metano al mercado no sean viables por razones distintas de las económicas. En tal situación, como parte de las obligaciones de notificación establecidas en el artículo 16, los explotadores demostrarán a las autoridades competentes la necesidad de optar por la combustión en antorcha en lugar de la reinyección, la utilización in situ o el envío del metano al mercado.”

A mayores, el artículo 3 sobre Costes de los explotadores regulados, dispondría, según lo actualmente propuesto, lo siguiente:

“1. Al fijar o aprobar las tarifas de transporte o distribución o las metodologías que deben utilizar los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, los gestores de terminales de gas fósil licuado u otras empresas reguladas, incluidos, en su caso, los gestores de almacenamiento subterráneo de gas, las autoridades reguladoras tendrán en cuenta los costes soportados y las inversiones realizadas para cumplir las obligaciones derivadas del presente Reglamento, en la medida en que correspondan a los de un gestor regulado eficiente y estructuralmente comparable.”

Es decir, de aprobarse la Propuesta de Reglamento en los términos indicados, no cabría consideraciones de inviabilidad económica que impidieran autorizar el nuevo compresor, y sus costes habrían de ser reconocidos por el Sistema Gasista. En este sentido, la aprobación en estos términos del Reglamento podría justificar, en sí misma, la solución propuesta de instalación de un compresor de BOG, en tanto un Reglamento Europeo es de aplicación directa a los Estados Miembros, sin necesidad de más transposición al Derecho Nacional de cada uno de ellos.

A fecha de aprobación de este informe, la última información sobre el proceso de aprobación de la Propuesta es que el Consejo Europeo de Transporte, Telecomunicaciones y Energía del 19 de diciembre de 2022 alcanzó un acuerdo (orientación general) sobre dicha Propuesta de Reglamento. La orientación general aclara en su conjunto las disposiciones de la Propuesta, indicando que se prohibirán las prácticas de venteo y combustión en antorcha, que liberan

metano a la atmósfera, excepto en circunstancias excepcionales estrictamente definidas, como la construcción, la reparación, el desmantelamiento, por motivos de seguridad o de realización de pruebas de los componentes, y que dicha prohibición se aplicará inmediatamente tras la entrada en vigor del Reglamento, si bien, en el caso de que su aplicación no sea posible debido a otros requisitos, como el proceso de concesión de permisos, o cuando la falta de disponibilidad de equipos provoque un retraso excepcional, la aplicación de la prohibición podrá aplazarse dos años como máximo⁴⁰.

Dicho todo esto, cabe recordar igualmente que la Propuesta no se encuentra aún aprobada, y que en el transcurso de la consulta pública ha recibido varias enmiendas. En este sentido, el Consejo Europeo ha de entablar próximamente negociaciones con el Parlamento Europeo para llegar a un acuerdo sobre un texto definitivo.

Por ello, en todo caso, se ha de estar a lo que finalmente se apruebe para que la obligación normativa de carácter ambiental pueda por sí misma justificar la construcción del compresor. No obstante, se analizan en los siguientes epígrafes otras justificaciones diferentes a la obligación regulatoria aquí contemplada.

5.1.2. Ahorro energético

REGANOSA presenta, junto con el resto de la documentación del Proyecto, un Documento de análisis⁴¹, con una aproximación a una valoración económica del beneficio del Proyecto por las mejoras ambientales que produciría: ahorro energético del gas natural que se evita combustionar en la antorcha y ahorros correspondiente al CO₂ evitado asociado a su combustión.

Para ello, analizan 4 posibles escenarios futuros, según los días en los que la Planta estará previsiblemente en parada técnica, y dentro de cada uno, dos posibles situaciones de combustión de BOG: caso base y caso desfavorable⁴². Para cada binomio escenario-caso, REGANOSA estima los GWh de gas natural ahorrado por el nuevo compresor y las toneladas de CO₂ evitadas, en un año

⁴⁰Para más información, consúltese: <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2022/12/19/member-states-agree-on-new-rules-to-slash-methane-emissions/>

⁴¹ “Análisis de los beneficios y efectos del proyecto de instalación de un sistema de compresión de alta presión para la gestión del boil-off gas de la planta de regasificación de Mugardos”, de marzo de 2022.

⁴² Según explica Reganosa en su Documento de Análisis, para un mismo número de días de parada, el BOG diario a procesar sería distinto en función de la composición, existencia y temperatura del GNL en los tanques, de la fecha de la última descarga de un buque, de que la parada sea o no sea programada, de las consignas de operación del GTS, así como de la duración de la parada.

(escenarios 1, 2, y 3)⁴³, o en un periodo de 20 años (escenario 4)⁴⁴. Posteriormente, estos ahorros son monetizados teniendo en cuenta el precio del gas natural⁴⁵, las toneladas de CO₂ emitidas por cada unidad energética de gas natural combustionado⁴⁶, y el precio del CO₂ en el Mercado de Derechos de Emisión⁴⁷.

La siguiente tabla muestra y resume el análisis cuantitativo efectuado por REGANOSA para la justificación del proyecto. Teniendo en cuenta los ahorros energéticos completos que se tendrían en cada caso vs el Presupuesto del compresor, que la propia REGANOSA cifra en este documento en 16.328.455 €⁴⁸, la empresa señala que los escenarios analizados permitirían generar ahorros superiores al valor de la inversión en plazos muy inferiores al de la vida útil regulatoria del Compresor (20 años).

⁴³ Según indica REGANOSA, para los escenarios 1 y 2 ha considerado replicar situaciones acontecidas en otras terminales en 2017 (parada de 314 días) y en 2018 (parada de 114 días); para el escenario 3 prevé el actual contexto regulatorio y operativo a partir de los datos del GTS de la reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) de noviembre de 2021 y la información sobre utilización de infraestructuras.

⁴⁴ Este escenario combina situaciones que podrían producirse en 20 años, considerando algunos años sin ninguna parada, y otros años con diferente número de días de paradas.

⁴⁵ REGANOSA toma un precio del gas natural de 35,92 €/MWh, precio medio desde abril de 2020 a febrero de 2022, según precios negociados en el PVB del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

⁴⁶ Índice tomado de 206,61 t CO₂/GWh gas natural, según indica REGANOSA, procedente de datos reales del año 2020 en su Planta de GNL.

⁴⁷ REGANOSA toma un precio de 90,79 €/t, correspondiente al mes de febrero de 2022, facilitado por el Sistema Europeo de Negociación del CO₂.

⁴⁸ Si bien el presupuesto oficial del Proyecto es el indicado en el apartado 4.4., REGANOSA compara los ahorros energéticos del proyecto con este valor de inversión del compresor, que por lo que se observa es el estimado a través de los Valores Unitarios de inversión publicados en la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, del CNMC, para esta tipología estandarizada de equipo. Esta es una opción más conservadora que el uso del presupuesto del apartado 4.4., en tanto presenta un mayor valor y por tanto más difícil de recuperar.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 2. Tabla resumen de los Escenarios planteados por REGANOSA y sus ahorros energéticos.

[FIN CONFIDENCIAL]

En primer lugar, esta Comisión está de acuerdo, de manera general, con la autorización de este tipo de instalaciones, en tanto efectivamente se logren los objetivos medioambientales de reducción de gas natural combustionado en antorcha y de CO₂ emitido y que, a su vez, conlleven ahorros energéticos. Igualmente, se estima adecuado la presentación, por parte de REGANOSA, del ejercicio de valoración económica del Proyecto. Dicho esto, se han de realizar los siguientes comentarios o matizaciones, en concreto, sobre esta justificación del Proyecto:

- Parcialidad del análisis económico: el análisis solo tiene en cuenta la viabilidad del proyecto para la empresa, en tanto calcula los ahorros producidos para esta, que no son otros que el ahorro en gas de operación (actualmente no reconocido por el Sistema Gasista a las regasificadoras⁴⁹) y el ahorro por emisiones de CO₂ evitadas (actualmente tampoco reconocido por el Sistema Gasista). En este sentido, hay que tener en cuenta que, de manera genérica, la normativa sectorial gasista, requiere efectuar un análisis económico-financiero, que justifique y controle este tipo de inversiones en aras de la sostenibilidad y el equilibrio del propio Sistema Gasista, en ausencia de otra motivación que por sí misma justifique la instalación (seguridad, obligación normativa, continuidad de suministro...). En concreto, atendiendo al artículo 59 de Ley 18/2014, sobre sostenibilidad económico-financiera⁵⁰, y al artículo 22.2 de la Circular 9/2019, sobre sobre planes de inversión y cierre de instalaciones⁵¹, la nueva inversión a autorizar (y por ende los nuevos

⁴⁹ Disposición Transitoria Segunda de la ley 8/2014. de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*.

⁵⁰ “1. Las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

2. Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas.

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.

[...]

5. Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista. Toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.”

⁵¹ “j) Justificación de la inversión, o del coste del cierre, por razones de gestión técnica del sistema, por motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, o por cuestiones medioambientales, así como la sostenibilidad económica y financiera de la misma. La justificación de la sostenibilidad económica y

pagos retributivos del Sistema) debería compensarse por los ahorros de costes energéticos que se han de producir (reduciendo la retribución asociada a dichos costes). En el documento presentado no se enfrentan costes vs ingresos durante la vida útil regulatoria de la nueva instalación, ni se analizan los flujos esperados futuros, ni se obtiene un VAN⁵² que permita valorar la viabilidad económica del Proyecto. A pesar de ello, no parece que se pudiera obtener un análisis económico-financiero positivo desde el punto de vista exclusivo del equilibrio económico-financiero para el Sistema Gasista, dado que la nueva inversión solo produciría un leve incremento en la recaudación de ingresos del Sistema por la vía de peajes y cánones en comparación con el valor de inversión del compresor y los pagos vía retribución que éste, y su nueva O&M, devengarían para REGANOSA con cargo en la retribución del Sistema Gasista⁵³.

- Ahorros para la empresa: Sin perjuicio de lo anterior, y teniendo en cuenta un análisis más global, efectivamente por el lado de los beneficios del Proyecto se tienen los ahorros en gas de operación y en emisiones de CO₂ para la empresa. Más allá de los beneficios medioambientales, que sin lugar a duda existirían, podría darse una situación futura de un ahorro neto para el Sistema Gasista si hubiese en el siguiente periodo cualquier modificación normativa que pasase a reconocer, total o parcialmente, el coste del gas de operación y de las emisiones de CO₂ asociadas pues la puesta en marcha del nuevo compresor estaría prevista para 1 de julio de 2025⁵⁴ (esto es, a finales del actual periodo regulatorio). En todo caso, en dicho supuesto, y a mayores, se deberían tener en cuenta las dos siguientes consideraciones.
- Probabilidad de ocurrencia de los escenarios: varios de los escenarios (en concreto, del 1 a 3), presentan una situación que podría darse (o no) en un año (o quizás, en más de uno) a lo largo de la vida útil del compresor. Su ocurrencia (junto con la consecución de los precios de gas natural y de las emisiones de CO₂ supuestos) daría lugar a que el compresor se amortizara antes del fin de su vida útil, y que por lo tanto el Proyecto

financiera de la inversión que conlleve la instalación se realizará considerando la vida útil regulatoria desde la fecha de puesta en servicio e indicando: los ingresos que esté previsto obtener mediante los peajes, cánones, cargos u otros precios regulados que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo”.

⁵² V.A.N. o valor actual neto,

⁵³ Los costes extras para el Sistema, suponiendo un valor de inversión exacto al calculado con VVUU, serían de entre 1,9 y 1,1 Millones de €/año entre el año 1 y el 20 de su vida útil (a lo que habría que añadir los costes reales auditados del motor eléctrico). Los ingresos extra calculados por REGANOSA para el Sistema serían de unos 0,6 Millones de €/año.

⁵⁴ Según información de la propia REGANOSA que acompaña al Documento “Comunicación Inversiones Reganosa2022_CNMC”, de 14 de octubre de 2022, con misma fecha de entrada en el registro, remitida para cumplir el trámite de información sobre Planes e inversión previstos (art. 22 de la Circular 9/2019).

presentara sentido económico, al menos⁵⁵ en un sentido genérico. A estos efectos, se echa en falta un análisis estadístico más profundo sobre la probabilidad de ocurrencia de dichos escenarios. Al respecto, REGANOSA simplemente ordena los escenarios de mayor a menor probabilidad de ocurrencia del siguiente modo: escenario 3, escenario 4, escenario 2 y escenario 1.

- **Influencia de los precios:** Algunos de los precios tomados para el análisis han podido quedar desactualizados o desfasados por la actual coyuntura de inflación y tensiones geopolíticas. Dicho esto, lo cierto es que el precio del gas natural considerado es conservador, ya que precios más actuales (ligeramente más elevados en estos días y bastante más elevados en los últimos meses) darían lugar a resultados aún más favorables en cuanto al ahorro energético de gas natural reinyectado a la Red. Sin embargo, en el caso del precio del CO₂ y del precio eléctrico, podrían estarse considerando puntas de precios⁵⁶. Si bien esta Comisión valora positivamente que REGANOSA haya sido conservadora con el precio que más influye en el análisis económico (el del gas natural) y con el precio eléctrico (es un coste extra para el Sistema Gasista⁵⁷), igualmente esta Comisión cree que podría ser necesario analizar con mayor profundidad la influencia de los precios en el Proyecto, fundamentalmente del gas natural y del CO₂. En concreto, estas dos variables tienen una afección muy directa en la viabilidad económico-financiera del Proyecto y realizar un análisis de sensibilidad con varias hipótesis combinadas de precios previstos a futuro, ayudaría a conocer más fehacientemente las posibles situaciones previstas a futuro, pudiendo valorar más adecuadamente la obtención o no de ahorros generales vs costes del Proyecto a lo largo de los 20 años de vida útil regulatoria del proyecto, máxime cuando no se espera que entre en operación hasta mediados de 2025.

5.1.3. Seguridad y flexibilidad operativa

A continuación, se analizan las razones justificativas 2 y 3 dadas por REGANOSA que, en opinión de esta Comisión, se obtendrían de un modo más

⁵⁵ Otra cuestión aparte es la viabilidad económica-financiera para el Sistema Gasista.

⁵⁶ En concreto, el precio del CO₂, de febrero de 2022, considerado por REGANOSA, es el pico mensual de éste desde el año 2008, poco años después de la entrada en funcionamiento del Mercado de Derechos de Emisión en España en 2005. El precio del CO₂ es muy volátil, y depende del contexto socioeconómico, de las situaciones geopolíticas, de la transición energética, y de la regulación medioambiental de cada momento; a título de ejemplo, los precios entre 2012-2017 estaban en la horquilla de 4 -8 €/t, y en 2021 (tan solo hace un año) la media era de 53,55 €/t, es decir un 41% inferior al precio punta de febrero de 2022 de 90,79 €/t considerado. Fuente de la información de los precios en: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.

⁵⁷ El coste eléctrico asociado al motor eléctrico del nuevo compresor, que se retribuiría según costes reales auditados.

colateral a las razones principales que llevan a plantear este Proyecto. En otras palabras, en opinión de esta Comisión, las razones 2 y 3 por sí mismas, y en ausencia de las razones fundamentales 1 y 2, podrían no justificar suficientemente la construcción del nuevo compresor, dicho lo cual, no cabe duda de que se trata de beneficios extra complementarios a los principales. A continuación, se efectúan algunos comentarios sobre dichas razones:

- **Seguridad:** cualitativamente se visualiza un incremento, ligado a la mejora de la operativa, y a la posibilidad de almacenar el GNL de manera más estable en el tanque, si bien es difícil de cuantificar y de valorar adecuadamente su necesidad última en ausencia de otras justificaciones. A estos efectos, el análisis habría de tener en cuenta la nueva gestión logística de las plantas como tanque único, la entrada efectiva en operación de nuevas infraestructuras cercanas⁵⁸, la demanda de gas natural esperada en el Sistema Gasista en los próximos años (tanto global como a efectos más regionales o locales), las puntas que acompañarían estas demandas, los flujos esperados simulados etc.
- **Mejora de la flexibilidad operativa:** la valoración de la mejora operativa, cifrada por la propia REGANOSA en un incremento de recaudación por peajes de 605.000 € para el Sistema Gasista, es sin duda un beneficio cuantificable, si bien dista bastante del incremento de costes extra que para el Sistema supone la autorización de esta instalación y el posterior devengo retributivo asociado. No obstante, de manera implícita al Proyecto, la Planta podría pasar de emitir a un mínimo técnico actual de 32 GWh/día a emitir a Red a la capacidad de diseño del nuevo compresor (unos 4 GWh /día, según se expuso en el apartado 4.3) lo cual redundaría en la flexibilidad operativa. Otras razones incluidas como operativas, tales como la posibilidad de que, en caso contrario, normativamente no se puedan dar ciertas operaciones, o los ahorros producidos durante las mismas, caen en el plano de las razones fundamentales del proyecto (medioambiental/ahorros energéticos y normativa) y ya han sido analizadas anteriormente.

5.2. Sobre la necesidad de autorización administrativa previa

Las instalaciones a construir se corresponden con la modificación de una instalación de la red básica – definida de acuerdo con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 34/1998 –, en tanto el proyecto consiste en la modificación de la Planta de GNL de Mugardos (A Coruña) mediante la construcción de la nueva unidad de compresión para emisión directa a Red a alta presión (instalación

⁵⁸ Planta de GNL del Musel en Asturias.

estandarizada según la catalogación de la Circular 8/2020⁵⁹) de la que carece actualmente la Planta de REGANOSA, y que podría mejorar la seguridad de emisión y transporte de gas natural de la Planta en determinadas situaciones de operación pues se eliminaría/disminuiría el número de venteos/emisiones a antorcha que actualmente son necesarias realizar por cuestiones de seguridad; así mismo, podría mejorar la capacidad de descarga de GNL.

De acuerdo con el proyecto del promotor y lo dispuesto en los apartados 1 y 3 del artículo 70 del Real Decreto 1434/2002⁶⁰, esta Comisión estima que sí se producen modificaciones en la Planta de GNL que requieren la obtención de una resolución de autorización administrativa previa y la aprobación del proyecto de construcción, así como la pertinente autorización de explotación, o acta de puesta en marcha, al finalizar la construcción de las instalaciones.

5.3. Sobre los requisitos de autorización administrativa

Según el artículo 67.2 de la Ley 34/1998, los solicitantes de autorización para la construcción, explotación, modificación y cierre de instalaciones deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los requisitos relativos a las condiciones técnicas y de seguridad de estas, las condiciones de protección del medio ambiente, la adecuación del emplazamiento al régimen de ordenación del territorio, y la capacidad legal, técnica y económico-financiera del titular para la realización del proyecto.

5.4. Sobre el régimen retributivo aplicable

Se considera adecuado que la Resolución trate únicamente aspectos de la autorización administrativa del proyecto de ejecución y que no se pronuncie sobre aspectos retributivos concretos competencia de la CNMC haciendo referencia a que las instalaciones estarán sujetas a lo establecido en las Circulares 9/2019 y 8/2020.

⁵⁹ Artículo 17.2, letra f) de la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.*

⁶⁰ De acuerdo con el artículo 70.1 del Real Decreto 1434/2002, la construcción, ampliación, modificación y explotación de las instalaciones gasistas de la red básica, entre otras, requieren resoluciones administrativas, tales como la autorización administrativa, la aprobación del proyecto de ejecución y la autorización de explotación.

Por su parte, el artículo 70.3 del Real Decreto 1434/2002, indica no se requerirán la autorización administrativa y la aprobación del proyecto de ejecución cuando las modificaciones no impliquen alteración de las características técnicas básicas y de seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio, ni se requiera declaración de utilidad pública para su realización.

5.5. Sobre el plazo de ejecución del proyecto

En el apartado 5ª del Condicionado Primero de la Propuesta de Resolución, se establece un plazo de dieciocho meses, desde la fecha de Resolución, para la construcción de las instalaciones que se autorizan, según lo previsto en el artículo 84.10 del Real Decreto 1434/2002. En caso de incumplimiento, daría lugar a la extinción de la autorización administrativa, salvo prórroga por causas justificadas.

Entre la documentación del Proyecto, no parece figurar plazo previsto ni cronograma de los trabajos a efectuar. Tampoco ha sido indicado plazo en los anuncios de información pública publicados sobre el Proyecto, como suele hacerse en estos casos. Sin embargo, en base a la información suministrada por REGANOSA a esta Comisión⁶¹, la empresa habría previsto el 1 de julio de 2025 como fecha de finalización de construcción del nuevo compresor BOG

En base a esta información, sería conveniente que (i) el propio Proyecto incluyera un cronograma con los plazos de construcción previstos; y (ii) se modificara, en su caso, el plazo otorgado para la construcción en la Propuesta de Resolución.

5.6. Sobre la posibilidad futura de autorización de cierre de compresores internos

Tal y como se ha comentado en el apartado 4.5, una vez hayan finalizado su vida útil regulatoria los tres compresores actuales de procesado interno de la Planta, se podría plantear el cierre de alguno de ellos.

Los aspectos relacionados con la autorización de cierre de instalaciones se encuentran contemplados en el artículo 67.1 de la Ley 34/1998, y en el artículo 67 del Real Decreto 1434/2002, teniendo su desarrollo en los artículos 88 a 91.bis (Capítulo IV: “Autorización de cierre de instalaciones” del Título IV sobre procedimientos de autorización de instalaciones) del mismo Real Decreto.

Este régimen se encuentra concebido tanto para el cierre temporal como definitivo de instalaciones (de hecho, se establece el posible desmantelamiento de la instalación); siendo la finalidad inmediata de una autorización de cierre definitivo, el dejar inoperante definitivamente dicha instalación.

⁶¹ Según información de la propia REGANOSA que acompaña al Documento “Comunicación Inversiones Reganosa2022_CNMC”, de 14 de octubre de 2022, remitido en la misma fecha para cumplir el trámite de información sobre Planes e inversión previstos según art. 22 de la Circular 9/2019.

5.7. Otras consideraciones sobre la Propuesta

Respecto de la Propuesta de Resolución, se proponen algunas modificaciones menores, así como otras relacionadas con aspectos ya comentados en este informe:

- a) En la página 1, y previos a los párrafos iniciales sobre la autorización administrativa de la Planta de 29 de junio de 2021 y a su puesta en marcha de 6 de agosto de 2021, podría ser conveniente incluir un resumen de los antecedentes de esta desde sus orígenes (y en todo caso, de las principales fechas, como la del Acta de puesta en marcha inicial de 7 de noviembre de 2007), sobre todo teniendo en cuenta que la Planta se encuentra incluida en el régimen retributivo del Sistema Gasista desde el año 2008. En este sentido, también sería recomendable introducir un párrafo que resumiera los principales equipos de la planta y sus capacidades.
- b) En la página 6, condicionado 5^a, sobre el plazo máximo para la construcción de las instalaciones del Proyecto, se ha de estar a lo indicado en el apartado 5.5 de este informe, y en su caso, modificar el plazo de dieciocho meses allí contemplado.
- c) En la página 7, condición 8^o del Resuelve Primero de la Propuesta, sobre la terminación de las instalaciones y la documentación previa al levantamiento del Acta de PEM, podría ser conveniente incluir, además del Certificado Final de Obra y la certificación final de las entidades que supervisan y controlan la construcción de las instalaciones, la documentación e información técnica regularizada, en su caso, sobre el estado final de las instalaciones a la terminación de las obras. Así mismo, en la siguiente condición 9^a, se propone que se incluya que, además de remitir la copia del acta de puesta en servicio, se remita también el resto de documentación indicada en la condición 8^a. Todo esto es congruente y análogo a lo requerido en autorizaciones administrativas similares⁶².
- d) En la página 7, condición 9^a, se propone incluir (adaptado a la consideración de los compresores de BOG de Plantas de GNL como

⁶² Resolución de 23 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de la estación de compresión de la conexión internacional Euskadour, y Resolución de 19 de octubre de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución del proyecto denominado sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la EC de Almendralejo (Badajoz).

nuevas instalaciones estandarizadas de retribución individual según metodología retributiva del periodo 2021-2026, y consideradas similares a las EC de transporte) el siguiente inciso que figura en este tipo de Resoluciones:

“De acuerdo con lo indicado en el artículo 20.1. b) y 22. 2. b) de la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado (“BOE” núm. 327, de 16 de diciembre de 2020), y con lo indicado en la disposición final cuarta de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural (“BOE” núm. 171, de 15 de julio de 2010), la citada acta de puesta en servicio deberá incluir, formando parte integrante de la misma, la tabla correspondiente que figura en el Anexo integrante de dicha Orden, correspondiente a las Estaciones de compresión, indicando en la columna ubicación del gasoducto la de la Planta, y añadiendo una columna donde se indique la tipología del motor (a gas/eléctrico) que acciona el compresor”

6. CONCLUSIÓN

De acuerdo con los apartados precedentes, se informa la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se otorga a REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. autorización administrativa previa y aprobación del proyecto de ejecución de **las instalaciones correspondientes al proyecto denominado “Instalación de un sistema de compresión para el envío de BOG a la red de alta presión”, de modificación de la Planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Mugarbos, en la provincia de A Coruña, con las siguientes consideraciones:**

El proyecto planteado por REGANOSA se propone fundamentalmente por dos razones principales e interrelacionadas estrechamente:

- La obligación regulatoria prevista en una propuesta de normativa medioambiental: que tiene por objetivo la preservación del medioambiente de emisiones de gases nocivos (metano y CO₂).

De producirse la aprobación del Reglamento europeo de emisiones de metano en los términos contenidos en la consulta pública (prohibición de emisión rutinaria por combustión en antorcha si técnicamente es posible reinyectar, utilizar in situ o transportar al mercado), la construcción del nuevo compresor de BOG estaría justificada, y no hay objeciones para que se reconozca su autorización administrativa y la aprobación del

proyecto de ejecución, en tanto los Reglamentos Europeos son de aplicación directa a los Estados Miembros.

- Los ahorros energéticos y monetización del beneficio medioambiental asociados que, actualmente, no parecen justificar por si solos la viabilidad económico-financiera para el Sistema Gasista (si para la empresa), pero que, quizás, podrían justificarlo si se produjese algún cambio en el siguiente periodo regulatorio pues se prevé su puesta en marcha para finales del actual periodo.

En este sentido, esta Comisión valora positivamente la valoración económica realizada por REGANOSA, pero cree que habría que complementarlo con:

- Una valoración del cumplimiento del principio retributivo del artículo 59 de la Ley 18/2014, de cara al siguiente periodo regulatorio vista la fecha de puesta en marcha del compresor prevista, bajo los supuestos de que se mantiene el modelo actual y se produjese una modificación de ciertos aspectos de la metodología retributiva sensibles para este proyecto, como, por ejemplo, el reconocimiento del coste de gas de operación actualmente excluido por el Artículo 60.6 de la Ley 18/2014.
- Un análisis económico-financiero más profundo en lo que respecta a la afección de los precios de gas natural y CO₂, su evolución a futuro, y la probabilidad de ocurrencia de los escenarios presentados.

En todo caso, sería conveniente aclarar ciertas cuestiones como el Presupuesto (su cuantía y desglose detallado por capítulos), el plazo de construcción, así como justificar algunos asuntos de detalle (asegurar cual será el emplazamiento y caudal másico de la instalación), así como otros de diseño (necesidad, o no, de ciertos equipos, estudio de alternativa de compresor en dos etapas a partir de otra corriente).

Por último, en caso de autorizarse el nuevo compresor BOG sería recomendable analizar, juntamente con REGANOSA y el GTS, la posibilidad de proceder a cerrar alguna de las unidades operativas de compresión interna de la Planta cuando alcancen el fin de su vida útil regulatoria (año 2027).