

ACUERDO DE NO INCOACIÓN Y ARCHIVO DE LAS ACTUACIONES

ENAGÁS

S/0001/20

CONSEJO. SALA DE COMPETENCIA

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Consejerosc

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 6 de noviembre de 2023

La Sala de Competencia del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (**CNMC**) con la composición expresada, ha dictado el siguiente acuerdo en el expediente de referencia tramitado por la Dirección de Competencia a raíz de una denuncia contra ENAGÁS, S.A. y sus filiales ENAGÁS GTS, S.A.U. y ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., por supuestas prácticas restrictivas de la competencia prohibidas en el artículo 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (**LDC**) y el artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (**TFUE**).

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	4
2. LAS PARTES.....	6
2.1. Denunciante: REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.	6
2.2. Denunciada: ENAGÁS, S.A.	6
3. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS	8
3.1. Contexto regulatorio	8
3.1.1. Introducción y marco normativo.....	8
3.1.2. Planificación de infraestructuras y acceso de terceros a las redes.....	11
3.1.3. La gestión técnica del sistema.....	14
3.2. Mercado afectado.....	16
3.2.1. Mercado de producto	16
3.2.2. Mercado geográfico	18
4. HECHOS DENUNCIADOS	18
4.1. Introducción.....	18
4.2. La zona noroeste y la planificación de infraestructuras	21
4.2.1. Las plantas de regasificación de Mugarodos y El Musel; el gasoducto Guitiriz-Zamora-Algete.....	21
4.2.2. Actuaciones en el ámbito de la planificación en el seno de la Red Europea de Gestores de la Red de Transporte de Gas (ENTSOG).....	33
4.2.3. Sobre el grupo de trabajo ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA.....	35
4.3. La gestión operativa del GTS.....	39
4.3.1. El procedimiento de gestión de congestiones del área noroeste	39
4.3.2. Las viabilidades condicionadas	42
4.3.3. Los documentos de Rangos Admisibles: las áreas de limitación del sistema, el sentido del flujo de gas en la estación de compresión de Zamora y la información compartida por el GTS	44
4.3.4. La exportación de gas a través de la conexión internacional con Portugal por Tuy.....	48
4.3.5. La declaración de Situaciones de Operación Excepcional (SOE)	49
4.3.6. Los saldos por operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS).....	50
4.4. Sobre el funcionamiento del sistema gasista	52
5. FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	57
5.1. Competencia para Resolver	57
5.2. Propuesta del órgano instructor.....	57
5.3. Valoración de la Sala de Competencia.....	57
5.3.1. Sobre la posición de dominio de ENAGÁS.....	58
5.3.1.1. Criterios generales sobre la posición de dominio.....	58
5.3.1.2. Aplicación al caso: la posición de dominio de ENAGÁS	60
5.3.1.2.1. Posición de dominio de ENAGÁS GTS, S.A.U.....	61
5.3.1.2.2. Posición de dominio de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.	62
5.3.2. Sobre el carácter abusivo de la conducta de ENAGÁS	63
5.3.2.1. Principios generales sobre el abuso de posición de dominio.....	64
5.3.2.2. Aplicación al caso: el abuso de posición de dominio de ENAGÁS	65
5.3.2.2.1. Aplicación al caso: el abuso de posición de dominio de ENAGÁS GTS, S.A.U.	65
- Sobre la planificación energética.....	65
- Sobre las actuaciones de carácter operativo	68

5.3.2.2.2. Aplicación al caso: Abuso de posición de dominio de ENAGÁS

TRANSPORTE, S.A.U..... 73

6. ACUERDA 76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Requerimientos de información a operadores	4
Tabla 2. Saldos por operaciones BRS.....	52
Tabla 3 Número de descargas de buques GNL en el sistema gasista español	55
Tabla 4. Volumen de GNL descargado en el sistema gasista español (GWh).....	56

1. ANTECEDENTES

- (1) El 14 de enero de 2020, tuvo entrada en la CNMC un **escrito de denuncia** de REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. (**REGANOSA**) contra ENAGÁS, S.A. (**ENAGÁS**) y sus filiales ENAGÁS GTS, S.A.U. (**ENAGÁS GTS**) y ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. (**ENAGÁS TRANSPORTE**), por supuestas conductas prohibidas por el artículo 2 de la LDC y por el artículo 102 del TFUE consistentes en un abuso de posición de dominio, derivado del doble papel de ENAGÁS como Gestor Técnico del Sistema gasista (GTS) y como principal transportista de gas en España (folios 2 a 1798).
- (2) Con el fin de determinar, con carácter preliminar, la concurrencia de circunstancias que justificasen la incoación de un expediente sancionador, la Dirección de Competencia inició una **información reservada** conforme al artículo 49.2 de la LDC.
- (3) En el marco de esta información reservada, se efectuaron los siguientes requerimientos de información a operadores en el sector gasista:

Tabla 1. Requerimientos de información a operadores

Fecha requerimiento	Sujeto requerido	Folios	Fecha respuesta	Folios
04/02/2020	REGANOSA	1.832 – 1.837	25/02/2020	1.839 – 1.901
			29/09/2020	1.902 – 3.199
			29/09/2020	3.236 – 3.241
04/09/2020	Dirección de Energía de la CNMC	3.206 – 3.208	09/03/2022	7.125 – 8.308
08/09/2020	ENAGÁS	3.209 – 3.226	29/09/2020	3.242 – 4.198
			05/10/2020	4.286 – 4.291
			15/10/2020	4.294 – 4.444
			03/02/2021	5.338 – 5.340
23/10/2020	REGANOSA	4.445 – 4.449	17/11/2020	4.459 – 4.897
			19/11/2020	4.898 – 4.905
16/12/2020	BP GAS EUROPE, S.A.U.	4.906 – 4.935	29/12/2020	5.033 – 5.041
16/12/2020	RWE RENEWABLES IBERIA, S.A.	4.906 – 4.935	29/12/2020	5.042 – 5.050
16/12/2020	UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	4.906 – 4.935	29/12/2020	5.051 – 5.056
16/12/2020	CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	4.906 – 4.935	04/01/2021	5.057 – 5.062
16/12/2020	AXPO IBERIA, S.L.	4.906 – 4.935	08/01/2021	5.063 – 5.070
16/12/2020	IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S.A.U.	4.906 – 4.935	08/01/2021	5.071 – 5.077
16/12/2020	MET ENERGIA ESPAÑA, S.A.	4.906 – 4.935	11/01/2021	5.110 – 5.189
16/12/2020	ENDESA ENERGÍA, S.A.U.	4.906 – 4.935	11/01/2021	5.190 – 5.226
16/12/2020	NATURGY IBERIA, S.A.	4.906 – 4.935	12/01/2021	5.227 – 5.284
16/12/2020	EDP ESPAÑA S.A.U.	4.906 – 4.935	12/01/2021	5.285 – 5.298
28/01/2021	ENAGÁS	5.333 – 5.337	03/02/2021	5.338 – 5.346

25/02/2021	Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD)	5.347 – 5.349	13/04/2021	5.545 – 5.604
------------	---	---------------	------------	---------------

- (4) Los días 30 de septiembre y 1 de octubre de 2020 la CNMC llevó a cabo una inspección en la sede de ENAGÁS (folios 4255 a 4285).
- (5) El 21 de mayo de 2021, se notificó a ENAGÁS el acuerdo de incorporación de la información recabada durante la inspección (folios 5605 a 6866).
- (6) El 16 de marzo de 2022, la Dirección de Competencia elevó al Consejo de la CNMC una **propuesta de no incoación y archivo de las actuaciones** (folios 8477 a 8559).
- (7) El 30 de noviembre de 2022, REGANOSA aportó un escrito con información complementaria a su escrito de denuncia (folios 8563 a 8573).
- (8) El 28 de febrero de 2023 ENAGÁS remitió un escrito de información complementaria por el que aportaba una Comunicación de Información Privilegiada que informaba de la existencia de un Acuerdo Marco de Inversión de la misma fecha alcanzado entre ENAGÁS y REGANOSA en el que se regulaba, por un lado, la adquisición por parte de REGANOSA del 25% de participaciones de Musel Energy Hub, S.L.U, filial íntegramente participada de ENAGAS TRANSPORTE y encargada de la gestión de la planta de regasificación de El Musel (Gijón) y, por otro lado, la venta por parte de REGANOSA a ENAGÁS TRANSPORTE de la totalidad de su red de gasoductos para transporte primario de gas tanto de red troncal como de influencia local (folios 8577 a 8579).
- (9) El 29 de septiembre de 2023 REGANOSA aportó nuevo escrito en el que informaba que, una vez cumplidas todas las condiciones suspensivas para la ejecución del Acuerdo Marco de Inversión, considerando las autorizaciones de la CNMC otorgadas en primera fase a las operaciones referidas a la Compraventa de la Red de Gasoducto (exp. C/1384/23) y de Participaciones (exp. C/1385/23), se formalizó la mencionada operación en la misma fecha, por lo que considera que han decaído los motivos que dieron lugar a su denuncia, por lo que solicita que se acepte el desistimiento de la denuncia y se archiven todas las actuaciones derivadas de la misma (folios 8583 a 8584). En concreto, señalaba REGANOSA en su escrito:

“V. Que, en la medida en que las referidas transacciones conllevan (i) la toma de una participación significativa de Reganosa Holdco, S.A. en el capital social de Musel Energy Hub, S.L.U, y, por ende, en la terminal de regasificación de El Musel; y (ii) la transmisión de la titularidad sobre los gasoductos de transporte primario de Reganosa, las circunstancias que dieron lugar a la Denuncia por parte de Reganosa habrían variado significativamente, toda vez que:
(a) Reganosa Holdco participaría (indirectamente) en la terminal de regasificación de El Musel;

(b) Reganosa ya no tendría interés directo en el transporte de gas a través de la red de gasoductos primarios, quedando la titularidad de la red primaria de gas consolidada en las sociedades del grupo Enagás.

VI. Que, habida cuenta del cambio de circunstancias, Reganosa considera que han decaído los motivos que dieron lugar a la Denuncia y a la incoación por esta autoridad del correspondiente expediente.”

- (10) La Sala de Competencia del Consejo de la CNMC deliberó y falló el asunto en su reunión de 6 de noviembre de 2023.

2. LAS PARTES

2.1. Denunciante: REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.

- (11) Con sede social en La Coruña, REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A. (**REGANOSA**) se dedica al transporte y regasificación de gas natural. Ha sido certificada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como *Transmission System Operator (TSO)* del sistema gasista.(folios 1839 a 1901)..
- (12) REGANOSA es titular de la planta de regasificación ubicada en Mugaros (La Coruña), que fue puesta en marcha en noviembre de 2007 y a partir del Acuerdo Marco de Inversión entre REGANOSA y ENAGÁS de 28 de febrero de 2023, formalizado el pasado 29 de septiembre de 2023, también es titular del 25% del accionariado de Musel Energy Hub, S.L.U., encargada de la gestión de la planta de regasificación de El Musel (Gijón). Asimismo, hasta la firma del mencionado acuerdo, REGANOSA era titular de un tramo de 130 km de la red troncal de transporte de gas (80 bar), que conectaba la terminal de gas natural licuado (GNL) de Mugaros con el gasoducto Tui-Llanera en Guitiriz y Abegondo, transferido a ENAGÁS TRANSPORTE¹.
- (13) REGANOSA realiza las actividades de descarga de buques metaneros, almacenamiento del GNL, regasificación y carga del GNL en camiones cisterna.

2.2. Denunciada: ENAGÁS, S.A.

- (14) ENAGÁS, S.A. (**ENAGÁS**) tiene su sede social en Madrid y es la cabecera de un grupo que incluye al principal transportista de gas natural de España (**ENAGÁS TRANSPORTE**) y al Gestor Técnico del Sistema gasista (**ENAGÁS GTS**) (folios 3242 a 4198).
- (15) En el año 2000, ENAGÁS fue designado como Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS).² Desde entonces, el GTS es el responsable de la operación y de

¹ Folios 8577 a 8579.

² Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

la gestión técnica de la red de transporte de gas natural y de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando a todos los agentes.

- (16) Posteriormente, la Ley 12/2007³ obligaba a la creación de una unidad orgánica específica para el desarrollo de las funciones del GTS, en régimen de exclusividad y con separación contable y funcional respecto del resto de actividades del grupo empresarial. Asimismo, la mencionada norma obligaba al personal de dicha unidad orgánica para el desarrollo de las funciones del GTS a suscribir un código de conducta, cuyo objeto era garantizar la independencia de las actividades desarrolladas por el GTS respecto del resto de actividades del grupo empresarial.⁴
- (17) En 2011, se aprobó una nueva Disposición Adicional a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (**LSH**)⁵ que establecía la obligatoria segregación de ENAGÁS en dos sociedades filiales de nueva creación para las funciones de Gestor Técnico del Sistema y transportista de gas. En cumplimiento de este mandato, en 2012 se crearon las filiales ENAGÁS GTS, que realiza la actividad de gestión técnica del sistema y ENAGÁS TRANSPORTE, que realiza las funciones de transportista.
- (18) Con respecto a ENAGÁS TRANSPORTE, en agosto de 2012 fue certificada por la extinta CNE como *Transmission System Operator (TSO)*. Esta certificación garantiza la independencia de la actividad de gestión de la red de transporte de gas española respecto de productores y comercializadores de gas.
- (19) ENAGÁS TRANSPORTE es titular de la práctica totalidad de la red de transporte troncal y de las plantas de regasificación de Cartagena, Huelva y Barcelona. Desde 2009 es titular del 50% de la planta de Bilbao (**BBG**) y desde 2015 del 72,5% de la planta de Sagunto (**SAGGAS**). ENAGÁS TRANSPORTE es también titular, a raíz del Acuerdo Marco de Inversión⁶ entre REGANOSA y ENAGÁS de 28 de febrero de 2023, formalizado el pasado 29 de septiembre de 2023, del 75% del accionariado de Musel Energy Hub, S.L.U, encargada de la gestión de la planta de regasificación de El Musel (Gijón), la cual ha estado en hibernación desde 2012, en virtud de la Disposición Transitoria tercera del RD-ley 13/2012, aplicable a instalaciones que tuviesen aprobado el proyecto de ejecución. No obstante, con fecha 8 de abril de 2022, ENAGÁS solicitó a esta CNMC el

³ Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

⁴ El código de conducta se aplicaría a los miembros del Consejo de Administración y del Comité Dirección de ENAGÁS, así como a los miembros del personal de ENAGÁS GTS y de la matriz ENAGÁS.

⁵ Disposición adicional 31ª de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.

⁶ Folios 8577 a 8579.

establecimiento de un régimen económico singular de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado desde la planta de El Musel, que fue aprobado por el Consejo mediante resolución de 2 de febrero de 2023 (expte. RAP/DE/030/22), con posterioridad a la resolución emitida el 28 de junio de 2022 por la Dirección General de Política Energética y Minas (**DGPEM**) “[...] por la que se otorga a Enagás la autorización y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de El Musel”, que condicionó su puesta en marcha, entre otras, a la mencionada resolución favorable de este organismo. Finalmente, mediante orden ministerial del MITERD (Orden TED/578/2023, de 7 de junio de 2023) se establecieron las condiciones técnicas para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado (GNL) en dicha planta de regasificación, recibiendo el Acta de Puesta en Marcha para Pruebas por parte del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en el Principado de Asturias el pasado 9 de junio.

- (20) La totalidad del capital de ENAGÁS TRANSPORTE está en manos de ENAGÁS S.A. Su administrador único es el máximo representante de su matriz, ENAGÁS, S.A.

3. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS

3.1. Contexto regulatorio

3.1.1. Introducción y marco normativo

- (21) La ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (**LSH**), estableció el carácter de monopolio natural de determinadas actividades del sector gasista, determinado a su vez que las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, son actividades reguladas y sujetas a un sistema de retribución regulada. Por su parte, las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas se desarrollan en régimen de libre competencia.⁷
- (22) Las instalaciones que forman parte del sistema gasista son las incluidas en la red básica,⁸ las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y el resto de las instalaciones complementarias (estaciones de compresión, estaciones de regulación y media, etc.).

⁷ Artículo 60 de la LSH.

⁸ Según el artículo 59 de la LSH, forman parte de la red básica del sector gasista: los gasoductos de transporte primario, incluyendo las conexiones internacionales del sistema gasista español; las plantas de regasificación de GNL y los almacenamientos básicos de gas natural.

- (23) De entre los sujetos que actúan en el sistema gasista,⁹ los gestores de red de transporte (TSO) son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal y certificadas de acuerdo con el procedimiento establecido.¹⁰
- (24) Por otro lado, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) es la entidad responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario. Asimismo, será responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.¹¹ ENAGÁS GTS es el Gestor Técnico del Sistema del sistema gasista español.
- (25) El Real Decreto 949/2001¹² estableció los derechos y obligaciones de los titulares de las instalaciones relacionadas con el acceso de terceros a las redes, de los sujetos con derecho a acceso a estas instalaciones y del GTS.
- (26) El Real Decreto 1434/2002¹³ estableció que la construcción, ampliación, modificación y explotación de instalaciones pertenecientes a la red básica de gas natural requieren i) autorización administrativa, que se tramitará junto con el estudio de impacto ambiental, dirigida a la DGPEM, ii) aprobación del proyecto de ejecución, y iii) autorización de explotación.
- (27) La Ley 12/2007, ya mencionada en la descripción de la estructura empresarial del grupo ENAGÁS, vino a reforzar la separación jurídica y funcional, obligando a las empresas con activos de red a funcionar de manera independiente del resto de empresas del grupo empresarial en el que estuviera integrada.
- (28) El Real Decreto-Ley 13/2012¹⁴ (RD-Ley 13/2012) supuso la transposición del tercer paquete legislativo europeo y ahondó en la separación entre los responsables de transporte y distribución, incluyendo medidas de contención del coste, como la suspensión de la construcción de plantas de regasificación y gasoductos de la red troncal hasta que la demanda justificase su construcción. Asimismo, limitó la construcción de nuevas infraestructuras al cumplimiento de compromisos internacionales vinculantes asociados a interconexiones gasistas o para atender nuevos consumidores de gas.

⁹ Artículo 58 de la LSH.

¹⁰ Artículo 58 de la LSH.

¹¹ Artículo 64 de la LSH.

¹² Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural

¹³ 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 (RD 1434/2002)

¹⁴ Real Decreto-Ley 13/2012, 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

- (29) La Ley 18/2014¹⁵ estableció el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, determinando que los ingresos generados por el uso de las instalaciones deben satisfacer la totalidad de los costes del sistema.
- (30) En 2015, el Real Decreto 949/2001 fue parcialmente derogado por el Real Decreto 984/2015,¹⁶ el cual incluyó la creación de un Punto Virtual de Balance (PVB), de forma que todo el gas que entra en el sistema de transporte y distribución se considerará ubicado en el PVB del sistema de gas natural y puede ser libremente intercambiado sin ninguna restricción.
- (31) En virtud del Real Decreto-Ley 1/2019,¹⁷ se han aprobado, entre otras, las siguientes circulares relativas al funcionamiento del sector del gas natural:¹⁸
- Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (Circular 9/2019, de la CNMC).
 - Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural (Circular 8/2019, de la CNMC)¹⁹. Esta circular ha sido posteriormente modificada por la Circular 9/2021, de la CNMC.²⁰
 - Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural (Circular 2/2020, de la CNMC).

¹⁵ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

¹⁶ Real Decreto 948/2015, de 30 de octubre por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

¹⁷ Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

¹⁸ La revisión normativa relativa al acceso, servicios ofertados y mecanismos de contratación de capacidad tiene por objeto, entre otros, fomentar la competencia, proporcionar una logística más flexible en la operación de plantas de GNL, incrementar las transacciones de GNL, optimizar el funcionamiento de dichas plantas de GNL y resolver situaciones de congestión, que pueden darse a pesar del sobredimensionamiento del sistema.

¹⁹ Según la disposición final única de la Circular 8/2019, dicha norma entró en vigor el 1 de abril de 2020 “*excepto las disposiciones adicionales segunda y cuarta y las disposiciones transitorias primera, segunda y tercera, que entrarán en vigor al día siguiente de su publicación, y los artículos 34.3 y 38, que entrarán en vigor el 1 de octubre de 2020*”. En particular, la disposición transitoria tercera estableció el procedimiento transitorio de asignación de capacidad que se aplicó hasta 30 de septiembre de 2020.

²⁰ Circular 9/2021, de 15 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

- (32) Una de las principales novedades introducidas por las circulares de la CNMC es la creación del denominado Tanque Virtual de Balance (**TVB**)²¹ en virtud del cual todo el GNL introducido en alguna planta de regasificación se considerará ubicado en el TVB. En éste se podrán realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de GNL, siendo libremente intercambiable de conformidad con las normas de balance de gas natural.

3.1.2. Planificación de infraestructuras y acceso de terceros a las redes

- (33) En relación con la planificación de infraestructuras, la LSH establece²² que el Consejo de Ministros lleva a cabo la planificación de las infraestructuras del sistema gasista, siguiendo tanto criterios de seguridad de suministro, como criterios generales de política energética.
- (34) En materia de planificación en el sector de hidrocarburos, el artículo 64.2 j) de la LSH establece que será función del GTS “*Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*”²³ el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos”.
- (35) La planificación de infraestructuras del sistema gasista tendrá carácter indicativo, salvo lo relativo a las instalaciones de la red básica de gas natural, de la red de transporte secundario, entre otros, que tendrá carácter obligatorio.²⁴
- (36) El proceso de elaboración de la planificación obligatoria de las infraestructuras del sistema gasista toma como referencia el proceso de planificación de infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica.²⁵ En este caso, el proceso comienza con una orden ministerial del MITERD en la que se convoca a los sujetos del sistema eléctrico y gasista y a las comunidades autónomas para

²¹ La Circular 2/2020 de la CNMC define el TVB como el tanque virtual de almacenamiento de gas natural licuado del conjunto de plantas de regasificación, donde los usuarios pueden almacenar gas natural licuado y transferir la titularidad de este.

²² Artículo 4 de la LSH indica que “*La planificación en materia de hidrocarburos, será realizada por el Consejo de Ministros con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados*”.

²³ Actualmente, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

²⁴ Artículo 4.1 de la LSH.

²⁵ Al no haber existido regulación específica para el procedimiento de planificación de las infraestructuras de transporte de gas natural y de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos, se había seguido el correspondiente a la red de transporte de energía eléctrica, de modo que la planificación de infraestructuras en materia de electricidad y de hidrocarburos se hacía de manera conjunta. Sin embargo, siguiendo el criterio establecido por la Audiencia Nacional (sentencias de 31 de octubre de 2012), la parte vinculante del documento Planificación Energética: correspondiente al periodo 2015-2020 incluye únicamente el plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad. La aprobación de una nueva planificación en materia de hidrocarburos deberá realizarse una vez se haya aprobado el desarrollo reglamentario necesario a tal efecto.

la remisión de propuestas de desarrollo de las redes de transporte de electricidad y gas.²⁶

- (37) A partir de estas propuestas, los criterios de desarrollo de la red establecidos por el MITERD y las estimaciones realizadas por el GTS, este último elabora un primer borrador en el que se incluyen las infraestructuras que considera necesarias para garantizar el suministro. Dicho borrador se remite al MITERD y será objeto de debate con las comunidades autónomas, tras lo cual el GTS elaborará un segundo borrador que será a su vez objeto de un trámite de evaluación ambiental que incluye a su vez un trámite de consultas e información pública en el que pueden participar todos los posibles interesados.
- (38) A partir de toda la información recabada, el MITERD elabora el documento de planificación que será remitido a la CNMC²⁷ para la emisión de informe preceptivo y posteriormente será elevado al Consejo de Ministros para su aprobación.
- (39) Los titulares de instalaciones de transporte de gas ofertan la capacidad de uso de estas instalaciones, la cual es adquirida por agentes del mercado que necesitan estas infraestructuras para el suministro del gas que previamente han adquirido, bien para su venta posterior (comercializadores) o bien para su consumo propio (consumidores directos en mercado), siendo estos agentes los clientes de los transportistas.
- (40) De esta forma, el acceso de terceros a las redes de transporte se configura como elemento esencial del proceso de liberalización de los sectores energéticos, en general, y del sector del gas en particular.
- (41) A este respecto, el artículo 60.3 de la LSH establece que *“se garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas que se determinen. El precio por el uso de estas instalaciones vendrá determinado por el peaje, canon y cargo correspondiente”*.
- (42) Asimismo, el artículo 61.2 de la citada LSH establece que *“(l)os sujetos autorizados para adquirir gas natural tendrán derecho de acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución en los términos que la normativa de aplicación establezca. En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución el acceso será regulado”*.
- (43) Los titulares de las autorizaciones administrativas para la regasificación de GNL y para el transporte y almacenamiento de gas natural tendrán, entre otras, la obligación de celebrar los contratos de regasificación, almacenamiento y

²⁶ El artículo 68 de la LSH, establece para los titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación de GNL y para el transporte y almacenamiento de gas natural la obligación de participar en el proceso de planificación mediante la propuesta de instalaciones que consideren necesarias para asegurar la suficiente capacidad de acuerdo con las previsiones de demanda.

²⁷ Artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC

transporte con quienes tengan derecho de acceso a sus instalaciones.²⁸ De forma más concreta, la LSH establece en su artículo 68 respecto de las obligaciones de los transportistas, que *“(l)os titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación de gas natural licuado y para el transporte y almacenamiento de gas natural, así como los gestores de red Independientes, en lo que les sea de aplicación, tendrán las siguientes obligaciones: [...] c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas resultantes de lo dispuesto en la presente Ley, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas.”*²⁹

- (44) El Real Decreto 984/2015, que regulaba el acceso de terceros a las instalaciones con acceso regulado del sistema gasista³⁰, especificaba que los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista serán los comercializadores y los consumidores directos del mercado.³¹ Estos agentes tendrán derecho a acceder a las infraestructuras en condiciones objetivas y no discriminatorias.³² Tal regulación figura actualmente en el artículo 4 de la Circular 8/2019, la cual se remite, en cuanto a los sujetos con derecho de acceso, al contenido del citado artículo 61 de la LSH.
- (45) El Real Decreto 984/2015 establecía que solo podrá denegarse el acceso en casos de falta de capacidad disponible en el periodo contractual solicitado, por insuficiencia de garantías depositadas o en caso de impago de los correspondientes peajes y cánones, añadiendo que la CNMC, a petición de cualquiera de las partes implicadas, resolvería sobre las discrepancias relativas al acceso a las instalaciones, incluidas las discrepancias derivadas de la denegación de acceso.³³ La regulación de la denegación de acceso se contiene actualmente en el artículo 5 de la Circular 8/2019.
- (46) Según se viene indicado, actualmente la asignación de capacidad se realiza conforme a lo establecido en la Circular 8/2019, de la CNMC (y las modificaciones introducidas por la circular 9/2021, de la CNMC), cuyo objeto es *“regular el procedimiento y las condiciones de acceso y conexión de terceros a las instalaciones de transporte y distribución del sistema gasista, incluyendo los procedimientos de asignación de capacidad, los criterios técnicos generales aplicables al acceso a las instalaciones del sistema, los fundamentos para el*

²⁸ Artículo 68 de la LSH.

²⁹ Artículo 68, letra e) de la LSH.

³⁰ Artículo 1 del Real Decreto 984/2015.

³¹ El GTS, los transportistas y distribuidores de gas natural, así como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrán acceder a las instalaciones única y exclusivamente cuando así lo requieran para el desarrollo de las actividades para las que estén expresamente habilitados por la normativa en vigor (artículo 3 del Real Decreto 984/2015).

³² Artículo 19 del Real Decreto 984/2015.

³³ Artículo 4.1 del Real Decreto 984/2015.

*establecimiento de garantías relativas a la contratación de capacidad, así como los mecanismos de gestión de congestiones”.*³⁴

3.1.3. La gestión técnica del sistema

- (47) El artículo 64 de la LSH establece que “el Gestor Técnico del Sistema, será responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución”.
- (48) Para el ejercicio de su actividad, el GTS tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones contempladas en el artículo 64.3 de la LSH:
- “a) Gestionar todas las instalaciones de la Red Básica del sistema gasista y de transporte secundario.*
- d) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.*
- g) Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales.”*
- (49) Por su parte, el MITERD y la CNMC aprobarán las normas de gestión técnica del sistema (**NGTS**), cuyo objeto es propiciar el correcto funcionamiento del sistema, coordinando la actividad de todos los transportistas.³⁵
- (50) Los protocolos de detalle desarrollan las citadas normas de gestión técnica del sistema, y serán de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema,³⁶ a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores, y se aplicarán en todas las instalaciones del sistema gasista español. Junto a las NGTS, los protocolos de detalle establecen las reglas de actuación a seguir por el GTS, los titulares de las instalaciones y los agentes que accedan a las mismas.
- (51) De acuerdo con la información aportada por ENAGÁS (folio 4.336), en el seno del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, existe un grupo de trabajo cuya

³⁴ Artículo 1 de la Circular 8/2019, de la CNMC.

³⁵ Las NGTS se aprobaron mediante Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. Por Resolución de 10 de noviembre de 2022 se han aprobado las NGTS cuya regulación queda dentro del ámbito de las competencias de la CNMC, en desarrollo del artículo 65 de la LSH.

³⁶ Los actuales protocolos de detalle se aprobaron mediante Resolución de la DGPEM, de fecha 13 de marzo de 2006.

finalidad es elaborar las propuestas de actualización y revisión de las NGTS y los protocolos de detalle.³⁷

- (52) Un aspecto directamente relacionado con la gestión del sistema gasista es la denominada gestión de congestiones. En relación con el sistema de transporte de gas, es necesario definir dos conceptos relativos a sendas situaciones que pueden darse en el comportamiento de dicho sistema, a saber, situaciones de limitación y situaciones de congestión. Sobre la base de una división del sistema gasista en zonas, se producirá una limitación cuando se necesite una aportación mínima de los medios de producción de dicha zona para atender su demanda.³⁸ Por otro lado, las congestiones se producen cuando una instalación no puede producir el nominal de su capacidad para que ese gas se pueda transportar a otra zona (situación que sucede ocasionalmente en Mugaridos y en otras plantas del sistema) (folio 3.317).
- (53) A su vez, las congestiones y limitaciones pueden ser de dos tipos: físicas y contractuales. Las limitaciones o congestiones físicas están directamente relacionadas con la falta de capacidad de la red de transporte, de forma que una infraestructura o conjunto de infraestructuras no es capaz de transportar el gas de un punto a otro del sistema.³⁹
- (54) Las limitaciones físicas podrían dar lugar a un problema de seguridad de suministro en el área en cuestión. Por su parte, las congestiones físicas podrían traducirse en restricciones a la producción en un determinado punto de entrada, pero no generarían problemas de seguridad de suministro, siempre que la demanda del resto del sistema pueda ser atendida de otro modo (folios 3.318 a 3.319).
- (55) Por su parte, las congestiones o limitaciones contractuales se dan cuando la capacidad solicitada de un determinado servicio es superior a la capacidad nominal de la instalación que ofrece dicho servicio.⁴⁰
- (56) El Real Decreto 984/2015 establecía en su artículo 12 la aprobación por orden ministerial de los mecanismos de gestión de congestiones aplicables a las instalaciones del sistema gasista español. En el artículo 37 de la Circular 8/2019

³⁷ Dicho grupo cuenta con la participación de representantes del GTS, transportistas, distribuidores, comercializadores, CNMC, MITERD y Red Eléctrica de España (**REE**), entre otros. El funcionamiento de dicho grupo está regulado en el protocolo de detalle PD-12.

³⁸ Por no ser suficiente las aportaciones desde el resto del sistema de transporte.

³⁹ La Circular 8/2019, de la CNMC define las congestiones físicas como las situaciones en las que la capacidad demandada es superior a la capacidad de la instalación o grupo de instalaciones en un momento determinado.

⁴⁰ El artículo 3 de la Circular 8/2019, de la CNMC, define las congestiones contractuales como las situaciones en las que la capacidad demandada es superior a la capacidad de la instalación o grupo de instalaciones en un momento determinado y no toda la capacidad contratada es utilizada. Para su solución se emplean mecanismos de mercado de asignación de capacidad y otras herramientas como renunciaciones, cesiones de capacidad o retirada de capacidad en caso de no hacer uso de ésta.

figuran los principios generales vigentes en materia de gestión de congestiones, incluyendo la posibilidad de que el GTS adopte las medidas excepcionales que se establezcan en la normativa vigente, y teniendo asignada la CNMC la supervisión de la correcta aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones, así como la resolución de conflictos que pudieran darse como consecuencia de estos.⁴¹ El desarrollo sobre los mecanismos de gestión de congestiones previstos en la Circular 8/2019 se ha efectuado mediante la Resolución de 24 de marzo de 2022, de la CNMC, por la que se establecen, entre otras cuestiones, los procedimientos detallados de desarrollo de los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en el sistema de gas natural.

3.2. Mercado afectado

3.2.1. Mercado de producto

- (57) Según REGANOSA, las conductas referidas en su escrito afectarían al mercado de transporte de gas natural, así como a los mercados de infraestructuras de transporte. En particular, los posibles mercados de referencia son: i) el mercado de transporte de gas; ii) el mercado de transporte de gas sin tener en cuenta infraestructuras para la importación y los almacenamientos subterráneos; iii) el mercado de infraestructuras para la importación, incluyendo y sin incluir el almacenamiento subterráneo; iv) el mercado de plantas de regasificación; v) el mercado de conexiones internacionales; y vi) el mercado de almacenamientos subterráneos (folio 22).
- (58) Dada la naturaleza de las actividades que llevan a cabo las partes, se analizan los posibles mercados a definir dentro de las actividades relativas a las infraestructuras de gas. La Comisión Europea ha considerado en decisiones anteriores que las infraestructuras de transporte de gas conforman un monopolio natural.⁴²
- (59) La elevada inversión, los necesarios trámites administrativos y los largos periodos de construcción de este tipo de instalaciones, las convierten en infraestructuras que no son replicables por otros transportistas. Asimismo, carece de sentido y no resulta viable desde el punto de vista económico duplicar este tipo de infraestructuras, por lo que, por del lado de la **oferta**, no cabe una reacción en el corto plazo por parte de posibles competidores.
- (60) En lo que respecta a la **demanda** de estas infraestructuras, los agentes que deseen acceder al sistema gasista deben hacerlo necesariamente sobre la base

⁴¹ Artículo 37 de la Circular 8/2019, de la CNMC.

⁴² COMP/39.317 E. ON Gas; COMP/M.3696 E. ON/MOL.

de las infraestructuras existentes o planificadas, y no hay lugar a la sustituibilidad desde el punto de vista de la demanda.

- (61) Dentro del mercado de infraestructuras, éste puede dividirse a su vez en: i) servicios relativos a gasoductos de alta presión (actividad de transporte); ii) servicios relativos a gasoductos de baja presión (actividad de distribución); y iii) servicios relativos a la importación de gas. En este último caso, cabría distinguir además entre las infraestructuras de importación vía gasoducto y las infraestructuras de importación de GNL.⁴³
- (62) La CNMC ya ha analizado el mercado de infraestructuras de importación de gas, que estaría formado por los gasoductos y conexiones internacionales, las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos, considerando además que los gasoductos y conexiones internacionales, junto con las plantas de regasificación, formarían un único mercado, separado del mercado de los almacenamientos subterráneos.⁴⁴
- (63) En atención a los citados precedentes y a la actividad desarrollada por las partes, en el presente expediente se considerará el **mercado de transporte de gas**, entendiendo como tal el formado por las actividades de: i) transmisión de gas a través de la red de transporte de gas y ii) la actividad de regasificación de GNL.
- (64) De acuerdo con el Informe “El Sistema Gasista Español” correspondiente al año 2020, publicado por ENAGÁS GTS, en el año de referencia el sistema gasista español contaba con 11.369 km de gasoductos de transporte primario (13.361 km si se consideran los gasoductos de transporte secundario) (folios 8.148 a 8.222). ENAGÁS TRANSPORTE ostentaría una cuota de mercado que se encuentra entre el 80% y el 90% en relación con el volumen de gas transportado a través de los gasoductos de la red troncal en el año 2019⁴⁵, si bien en la actualidad dicha cuota habrá variado al alza, considerando el Acuerdo Marco de Inversión alcanzado entre ENAGÁS y REGANOSA el 28 de febrero de 2023, formalizado el pasado 29 de septiembre de 2023 y autorizado por la CNMC en el marco de los expedientes C/1384/23 y C/1385/23, por el cual ENAGÁS adquirió la totalidad de la red de transporte que hasta ese momento era propiedad de REGANOSA y que constaba de 130 km de gasoductos incluidos dentro de la Red Troncal⁴⁶.
- (65) Asimismo, el sistema cuenta con un total de 6 plantas de regasificación, lo que supone una capacidad de regasificación de 1.987 GWh/d. Atendiendo a la participación de ENAGÁS TRANSPORTE en dichas plantas y de acuerdo con los datos publicados por ENAGÁS GTS en su informe del sistema gasista del año 2020, ENAGÁS TRANSPORTE sería titular, antes de la compra por parte

⁴³ COM/5649 RREEF FUND/ENDESA/UFG/SAGGAS; COMP/39.315 Eni SpA.

⁴⁴ Operación de concentración NATURGY-SONATRACH-MEDGAZ (C/1104/20).

⁴⁵ Contestación de ENAGÁS GTS a un requerimiento de información (folio 4.323).

⁴⁶ Folios 8577 a 8579.

de REGANOSA del 25% del accionariado de su filial Musel Energy Hub, S.L.U, encargada de la gestión de la planta de regasificación de El Musel (Gijón), del 84% de la capacidad de regasificación de las plantas regasificadoras del sistema gasista español, y habría operado la regasificación de más del 70% del volumen medio diario de gas regasificado en el sistema gasista español durante el año 2020.⁴⁷

3.2.2. Mercado geográfico

- (66) El ámbito geográfico del mercado de infraestructuras de transporte de gas corresponde a un **mercado de dimensión nacional**, debido a las limitaciones derivadas de las conexiones internacionales y al hecho de que la regulación que afecta a los mercados de infraestructuras se aplica a nivel nacional.⁴⁸
- (67) Se considera que la presión competitiva procedente de un TSO ajeno al sistema de transporte de gas natural nacional es marginal.
- (68) La labor de gestión técnica del sistema llevada a cabo por el GTS se realiza teniendo en cuenta el funcionamiento del sistema en su conjunto. Esta circunstancia no obsta para que el propio GTS considere determinadas áreas dentro del sistema gasista sobre las que evalúa el funcionamiento del sistema, si bien lo hace con relación al comportamiento de otras áreas de este.
- (69) Por tanto, ha de considerarse que las actividades en las que participan las partes tienen un alcance geográfico nacional.

4. HECHOS DENUNCIADOS

4.1. Introducción

- (70) REGANOSA denuncia que ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE habrían llevado a cabo una estrategia de cierre de mercado mediante (folios 9 a 131):
 - El uso del GTS de su función de propuesta y asesoramiento en la planificación del sistema gasista que aprueba el Consejo de Ministros para generar y agravar una situación de congestión física en la zona noroeste del sistema gasista español.
 - El uso por parte del GTS de sus funciones de gestión operativa para favorecer las plantas de gasificación propiedad de ENAGÁS y establecer limitaciones en el régimen de contratación de capacidad de REGANOSA.
- (71) En este sentido, la denuncia defiende la existencia de una infracción prevista en el artículo 2 de la LDC y en el artículo 102 del TFUE, destacando el comportamiento de ENAGÁS GTS en su papel como gestor del sistema gasista, tanto en la planificación del sistema energético como en la operación de dicho

⁴⁷ El Sistema Gasista Español; 2020 (folio 8189).

⁴⁸ Operación de concentración NATURGY-SONATRACH-MEDGAZ (C/1104/20).

sistema, y situando a ENAGÁS TRANSPORTE en una posición pasiva y beneficiaria de las conductas realizadas por ENAGÁS GTS.

- (72) Con respecto a las **actuaciones de ENAGÁS en la planificación de infraestructuras**, la denuncia indica que la estrategia de ENAGÁS se habría orientado a limitar el desarrollo y la oferta de capacidad de la planta de REGANOSA en Mugaros (La Coruña), lo que, en última instancia, implicaría la expulsión de su único competidor en los posibles mercados de referencia españoles de infraestructuras de regasificación, almacenamiento de gas natural licuado (GNL) y transporte de gas. ENAGÁS se habría aprovechado de su capacidad para influir en la planificación de infraestructuras, como GTS, tratando de agravar la congestión física en las infraestructuras del noroeste peninsular en torno a la planta de REGANOSA. A este respecto, se denuncia que ENAGÁS no propuso la incorporación de infraestructuras para solucionar la situación de congestión que se daba en la zona noroeste y que se vería agravada con la entrada en funcionamiento de una nueva planta de regasificación ubicada en El Musel (Gijón).
- (73) Según la denuncia, las actuaciones en el ámbito de la planificación de infraestructuras llevadas a cabo por ENAGÁS se habrían extendido al ámbito de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (**ENTSOG**, por sus siglas en inglés)⁴⁹, red que reúne a TSO europeos y en cuyo seno se estudian los desarrollos de las redes de transporte de gas, dando lugar a los denominados planes decenales de desarrollo de la red (**TYNDP**, por sus siglas en inglés), elaborados a partir de las propuestas de los diferentes TSO y de carácter no vinculante⁵⁰. REGANOSA afirma que ENAGÁS habría utilizado su representación en las reuniones del grupo de trabajo en el ámbito de ENTSOG para tratar de incluir en el apartado 4.1.2, criterio 14 del documento "*Practical implementation document (PID) for developing the TYNDP 2020*" medidas que suponían que REGANOSA debería obtener autorización de ENAGÁS TRANSPORTE, como TSO, para la introducción de infraestructuras que incrementen la capacidad del sistema y estuvieran conectadas a la red de éste.
- (74) Asimismo, en el seno de un grupo de trabajo creado entre ENAGÁS GTS, ENAGÁS TRANSPORTE y REGANOSA para analizar los efectos de la incorporación de la planta de El Musel sobre la zona noroeste y la planta de Mugaros, REGANOSA denuncia que las conclusiones propuestas habrían tenido por objeto preparar una posible apertura de la planta de El Musel con la

⁴⁹ La ENTSOG tiene como misión facilitar y mejorar la cooperación entre los TSO nacionales de toda Europa para garantizar el desarrollo de un sistema europeo de transporte de gas en línea con los objetivos energéticos de la UE.

⁵⁰ Estos planes se completan con los planes regionales de inversión (**GRIP** por sus siglas en inglés), centrados en cuestiones de trascendencia regional.

intención de emitir gas por encima de los niveles necesarios para la gestión del *Boil-off gas (BOG)* generado.⁵¹

- (75) Por lo que se refiere a las **actuaciones de ENAGÁS basadas en el uso de sus funciones de gestión operativa como GTS del sistema gasista**, REGANOSA denuncia que ENAGÁS se habría servido del procedimiento de gestión de congestiones del área noroeste para imponer restricciones a la contratación de capacidad superiores a las necesarias en su planta de Mugaros. De acuerdo con la denuncia las condiciones a la contratación impuestas por ENAGÁS GTS no estarían respaldadas por una justificación técnica, de forma que el GTS habría magnificado artificialmente la congestión de la zona noroeste, imponiendo una congestión contractual superior a la congestión física existente en la zona, lo que provocó una reducción del uso de la planta.
- (76) Si bien se suprimió el procedimiento operativo en 2011, REGANOSA afirma que ENAGÁS GTS usó otros medios para restringir la viabilidad de la regasificación de la planta de Mugaros, condicionando la contratación a la existencia de un consumo de las centrales térmicas de ciclo combinado de Galicia.
- (77) Otro de los aspectos destacados por REGANOSA en su denuncia está relacionado con el **contenido del documento de Rangos Admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema**.⁵² REGANOSA destaca que, si bien la red de transporte del sistema gasista español constituye un único Punto Virtual de Balance (**PVB**) en virtud del Real Decreto 948/2015, ENAGÁS GTS incluye en sus documentos de Rangos Admisibles una delimitación del sistema por áreas (incluyendo un área de limitación Noroeste) que, en su opinión, emplea como justificación para condicionar las contrataciones de capacidad en la planta de Mugaros.
- (78) La denuncia también hace referencia a una negativa reiterada e injustificada por parte de ENAGÁS GTS a exportar gas desde España a Portugal a través de la conexión internacional por Tuy. Según las afirmaciones de REGANOSA, el GTS no habría considerado en diversas ocasiones la posibilidad de exportar gas hacia Portugal a través de esta conexión internacional, citando como ejemplo la operación de enfriamiento y carga de un buque, en junio de 2014, en la que REGANOSA se opuso a las limitaciones impuestas por el GTS al entender que

⁵¹ El BOG es el gas generado en los tanques de almacenamiento como consecuencia de la evaporación del GNL. La gestión adecuada del BOG requiere que cada planta mantenga un nivel mínimo de regasificación, conocido como mínimo técnico.

⁵² ENAGÁS GTS elabora los denominados documentos de Rangos Admisibles, con información sobre las capacidades del sistema, limitaciones derivadas del transporte, de las plantas de regasificación y entradas máximas al sistema, todo ello en base a lo dispuesto en el Protocolo de Detalle PD-09 de “*Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema*” aprobado por resolución de la DGPEM el 20 de abril de 2007.

se podía operar con la conexión internacional de Tuy, lo que ayudaría a evacuar gas y reducir la presión de la zona.

- (79) Asimismo, REGANOSA incluye la declaración de Situaciones de Operación Excepcional (**SOE**) por parte de ENAGÁS como una de las prácticas operativas discriminatorias. De acuerdo con la denuncia, ENAGÁS GTS habría utilizado su capacidad para la declaración de una SOE con objeto de favorecer la operativa de las plantas participadas por ENAGÁS TRANSPORTE, o de las que ésta es propietaria, por lo que la declaración de estas SOE habría atendido al propio interés comercial de ENAGÁS y no a la eficiencia técnica del sistema.
- (80) Por otro lado, REGANOSA denuncia que el GTS habría realizado una gestión interesada de los denominados saldos por operaciones de balance residual del sistema (saldos por **BRS**),⁵³ de forma que, mientras su planta de Mugardos siempre se mantuvo dentro de los límites establecidos por el GTS para este balance residual (folios 82 a 85), las plantas de las que ENAGÁS TRANSPORTE era propietaria o partícipe, incurrieron en desajustes muy superiores, compensando los excesos de unas plantas con los saldos negativos de otras.
- (81) Finalmente, respecto al **funcionamiento general del sistema gasista**, REGANOSA destaca en su denuncia la transformación de la planta de Mugardos en una planta mono-cliente, derivada de la reducción de la contratación por parte del resto de clientes, lo cual habría provocado que una serie de clientes con importante actividad hubieran dejado de contratar capacidad de regasificación en su planta.

4.2. La zona noroeste y la planificación de infraestructuras

4.2.1. Las plantas de regasificación de Mugardos y El Musel; el gasoducto Guitiriz-Zamora-Algete

- (82) La Planificación de los sectores de electricidad y gas para el periodo 2002-2011 aprobada por el Consejo de Ministros incluía la construcción de la planta de regasificación de REGANOSA en Mugardos, con categoría A,⁵⁴ cuya entrada en funcionamiento estaba prevista para el año 2005.⁵⁵ El GTS también incluyó la

⁵³ El GTS gestiona las diferencias que se producen entre el gas emitido al sistema y el gas contabilizado a través de las nominaciones de los usuarios (diferencia entre la regasificación física y la regasificación comercial del sistema), de forma que se pueda ajustar la operación real de las instalaciones, permitiendo a las instalaciones operar con cierto grado de desajuste.

⁵⁴ Proyectos aprobados sin condiciones.

⁵⁵ Con una capacidad inicial de regasificación de 322.500 Nm³/h., la planta entró finalmente en funcionamiento en el año 2007. La autorización administrativa previa de la planta de Mugardos se concedió a REGANOSA mediante la Resolución de la DGPEM de 3 de junio de 2002, quedando anulada dicha resolución mediante sentencia 695/2016 de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo. El Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de mayo de 2016 declaró excluidos del trámite de evaluación de impacto ambiental los proyectos de

propuesta de ampliación de la capacidad de regasificación de la planta para el año 2006 con categoría C,⁵⁶ así como el refuerzo de la red de transporte en la Zona Norte.

- (83) Aludiendo al hecho de que la planta de Mugarodos es la única planta del sistema que no ha visto incrementar su capacidad de regasificación ni su capacidad de almacenamiento desde que entrara en funcionamiento, la denuncia de REGANOSA destaca el contenido del informe 7/2002 de la CNE⁵⁷ en relación con la planificación energética correspondiente al periodo 2002-2011. En este informe, se pone de manifiesto la ausencia de una justificación para concentrar las ampliaciones de capacidad en unas determinadas plantas de regasificación.⁵⁸ Dicho informe se refiere asimismo a la necesidad de *“profundizar en el conjunto de la ubicación de los tanques de almacenamiento de GNL de las plantas y de su capacidad de regasificación”*.⁵⁹
- (84) El *“Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura”* (Informe Marco)⁶⁰ correspondiente al año 2001, indicó, con relación a la planta de Mugarodos, que *“La demanda convencional puede ser atendida con el sistema actual, la necesidad de la planta desde el punto de vista del sistema es por la presencia de ciclos combinados en la zona, de otra forma posiblemente no fuese necesario para atender la demanda del sistema gasista”*. Además, se señalaba que *“la producción de la planta podría ser del orden de 150.000 m³(n)/h*

recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado asociados a la planta de Mugarodos, regularizándose así la situación administrativa de dicha planta. Sin embargo, la Sentencia del Tribunal Supremo 1075/2019 de 16 de julio de 2019 declaró la nulidad dicho acuerdo, lo cual obligaba a la obtención por parte de REGANOSA de una declaración de impacto ambiental. Mediante Resolución de 2 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, se formuló declaración de impacto ambiental del proyecto “Planta de Regasificación de GNL de Reganosa en Mugarodos (A Coruña)”.

⁵⁶ Proyectos en que no se ha justificado la demanda que deben atender. En esta categoría, las capacidades son meramente indicativas, ya que el dimensionamiento final dependerá de la demanda efectivamente justificada.

⁵⁷ Informe 7/2002 de la CNE sobre el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011. Documento propuesta. 16 de julio de 2002” (folio 7.149).

⁵⁸ Párrafo 97 de la denuncia (folio 38).

⁵⁹ Informe CNE 7/2002, apartado III.4., conclusión decimotercera (folios 7.149 – 7.150).

⁶⁰ Entre los años 2001 y 2013, y respecto de los diferentes documentos de planificación energética, la extinta CNE elaboró los denominados *“Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura”* (Informe Marco). El informe analizaba en detalle la previsión de la demanda y la oferta en un horizonte de cuatro años, así como la adecuación de las infraestructuras para garantizar la cobertura de la demanda. El informe se elaboraba con la participación de los agentes del sector y de las distintas administraciones, a través de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos. Se solicitaba y recibía información de los gestores técnicos eléctrico y gasista, empresas generadoras eléctricas, asociaciones de empresas, grandes consumidores de energías, empresas de exploración y producción de gas natural, compañías de transporte y distribución de gas y electricidad, comercializadoras, empresas promotoras de ciclos combinados, entre otras.

al estar limitada por el pequeño diámetro de los gasoductos que la conectan y por una demanda local no muy alta”.

- (85) En junio de 2006, a raíz de la información solicitada sobre la existencia de posibles situaciones de congestión similares a las que se estaban dando en el eje del Levante,⁶¹ el GTS puso de manifiesto la existencia de una potencial situación de congestión debida a la entrada en funcionamiento de la planta de Mugardos. A este respecto, la CNE publicó el *Informe sobre las limitaciones de transporte en área noroeste del sistema gasista, con ocasión de la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Mugardos*, (informe de 14 de junio de 2007).⁶²
- (86) La planta de Mugardos se incluyó en la planificación teniendo en cuenta la atención a la demanda de Galicia y, especialmente, la atención a los ciclos combinados de la zona.⁶³ En este contexto, el gasoducto Guitiriz-Zamora-Algete tenía el objetivo de suministrar gas a la zona Noroeste en caso de fallo de la planta de Mugardos y su uso para la exportación de gas desde Galicia era un elemento secundario. De acuerdo con los criterios de planificación,⁶⁴ y teniendo en cuenta la capacidad de regasificación y la capacidad de almacenamiento de la planta de Mugardos, el número días de autonomía de la planta debería ser de 11, situándose este valor actualmente en 16 días.
- (87) Sobre la importancia de la planta de Mugardos para el sistema gasista, el 5 de mayo de 2016, tras conocerse la sentencia que suspendió la autorización administrativa de Mugardos, el GTS alertó al Ministerio de los riesgos que esto conllevaría para el sistema gasista.⁶⁵ ENAGÁS GTS considera que esta actuación fue determinante para que el Consejo de Ministros acelerase la tramitación de la nueva autorización administrativa de la planta de Mugardos.⁶⁶

⁶¹ Esta situación tuvo su origen en la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Sagunto sin los refuerzos en la red de transporte necesarios, lo cual, en opinión del GTS, provocaría una congestión en el denominado eje del Levante, cuya principal consecuencia sería la imposibilidad de usar toda la capacidad contratada por los agentes en las plantas de Sagunto y Cartagena.

⁶² Informe de la CNE de 14 de junio de 2007. Anexo-29 de la denuncia (folios 1.393 – 1.443)

⁶³ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3.303).

⁶⁴ La capacidad de almacenamiento de las plantas de regasificación debía ser tal que garantizase una autonomía mínima de 4 días con un nivel de llenado de tanques del 50%. Además, las plantas debían disponer de una capacidad que permitiese una autonomía de al menos otros tres días de producción nominal.

⁶⁵ Documentación adjunta al correo electrónico Remitido por el GTS a la DGPEM con fecha 5 de mayo de 2016, recabado en la inspección en la sede de ENAGÁS (folios confidenciales 5.738 a 5.783). Entre otros documentos, el GTS remitió un documento en coordinación con *Redes Energéticas Nacionales* (REN, operador del sistema eléctrico portugués) y REE.

⁶⁶ Contestación de ENAGÁS de fecha 15 de octubre a requerimiento de información (folio 4.328).

- (88) Los criterios de diseño de las instalaciones incluidos en la Planificación Energética para el periodo 2002-2011⁶⁷ estaban orientados a garantizar la seguridad de suministro, obligando a la construcción de sobrecapacidad en los puntos de entrada.⁶⁸ De esta forma, aun cuando se hubieran dado unas condiciones de crecimiento de la demanda iguales a las previstas,⁶⁹ siempre existiría una capacidad de entrada infrautilizada.⁷⁰
- (89) En los criterios de planificación incluidos en el “Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas” correspondiente al período 2002 – 2011, se encuentra el de acercar los puntos de entrada al sistema a las zonas de consumo.⁷¹ La DGPEM del MITERD también justifica la planta de Mugardos desde el punto de vista de la mayor autonomía y capacidad de almacenamiento aportada al sistema, indicando que la ampliación de la capacidad de regasificación de la planta de Mugardos hasta los 800.000 m²(n)/h se incluyó en el citado documento de planificación 2002-2011 dentro de la categoría “C”, es decir, proyectos para los que no se había justificado la demanda que debían atender, por lo que su construcción dependería de la evolución del consumo de gas.⁷²
- (90) La revisión de la planificación 2002-2011 (revisión 2005-2011) eliminó la futura ampliación de la planta de Mugardos, si bien contemplaba los gasoductos que conectarían dicha planta con el resto del sistema de transporte e incluía una nueva planta de regasificación ubicada en el municipio de El Musel (Asturias) con categoría A.
- (91) A este respecto, REGANOSA manifiesta en su denuncia que la emisión de gas desde la planta de Mugardos a otras zonas del sistema se realiza, bien a través de la conexión internacional con Portugal por Tuy, o bien a través de la estación de compresión de Zamora, tras el paso por el nodo de Llanera. La denuncia sostiene que la incorporación de la nueva planta impediría la emisión de gas desde la zona Noroeste, al emitir la planta de El Musel a una presión de 80 bar desde el nodo de Llanera. En la práctica, de acuerdo con la denuncia, la oferta de capacidad de la planta de El Musel sustituiría la oferta de la planta de

⁶⁷ Criterios que también se mantuvieron para la posterior planificación correspondiente al periodo 2008-2016

⁶⁸ El criterio básico considerado fue la “Existencia, año a año, de una capacidad de entrada al sistema superior a la necesaria, de acuerdo con las previsiones de demanda, en al menos el 10%.” (capítulo 11.1.1 de la Planificación 2002-2011).

⁶⁹ El sector gasista español vio asimismo cómo se contraía la demanda prevista de manera considerable a partir del año 2008, momento en el que se alcanzó un máximo histórico que no llegó a superarse en años posteriores. Los crecimientos de demanda observados en los últimos años han sido discretos y sustancialmente inferiores a los previstos en los documentos de planificación.

⁷⁰ Contestación de la Dirección de Energía de la CNMC (folios 7.000 – 7.119).

⁷¹ Contestación de la DGPEM a un requerimiento de información (folio 5.549).

⁷² Folio 5.552.

Mugardos, cuya emisión quedaría limitada a una concreta zona del área Noroeste.⁷³

- (92) REGANOSA destaca el informe de la CNE sobre la revisión del documento de planificación 2002-2011, para el periodo 2005-2011,⁷⁴ en el que se puso de manifiesto la falta de justificación técnica y económica de la inclusión de una nueva planta en El Musel, así como la falta de alternativas equivalentes, como el incremento de capacidad de las plantas existentes.⁷⁵
- (93) Según los criterios de diseño incluidos en la planificación, la elección de los puntos de entrada al sistema se realiza con objeto de acercar éstos a las zonas de consumo.⁷⁶ De esta forma, los usos inicialmente previstos de la planta de El Musel se concentraban en i) almacenamiento de GNL, y ii) regasificación e inyección en el sistema para garantizar la cobertura de la demanda de la zona. La atención a la demanda de la zona incluía la atención a los ciclos combinados locales y garantizar el suministro en caso de fallo de la planta de Mugardos.⁷⁷
- (94) En el momento en que se introdujo la planta de El Musel en la planificación energética no se valoraron las posibles restricciones sobre la planta de Mugardos debido, por un lado, a la alta demanda prevista, que no daba lugar a la aparición de restricciones, añadiendo además ENAGÁS GTS que la solución de restricciones no formaba parte de los criterios de planificación energética.⁷⁸ Por este mismo motivo, no se identificó la necesidad de construir el gasoducto Guitiriz-Zamora condicionado a la construcción de la planta de El Musel. Asimismo, la planta de El Musel garantizaba la seguridad de suministro en caso de fallo de la planta de Mugardos (y viceversa), por lo que no era necesaria la construcción del citado gasoducto para suministrar gas a la zona Noroeste.
- (95) En relación a la planta de El Musel, el informe sobre la revisión de la planificación 2002-2011 (periodo 2005-2011) incide en la necesidad de justificar técnica y económicamente esta terminal. Asimismo, en el Informe Marco 2006, la CNE señala que el objeto de la planta de El Musel sería reforzar el grado de cobertura de la demanda *“siempre y cuando no existieran congestiones con las infraestructuras que vierten gas en los mismos ejes que ellos”*.⁷⁹
- (96) A este respecto, la DGPEM del MITERD señala que la incorporación de la Planta de El Musel a la planificación obedeció a unos criterios de diseño según los

⁷³ Párrafos 135 (folio 51) y 153 de la denuncia (folio 58).

⁷⁴ Informe 2/2006 sobre el documento “Propuesta de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011.Revisión 2005-2011” (CNE; 2 de febrero de 2006).

⁷⁵ Párrafo 100 de la denuncia (folio 39).

⁷⁶ Contestación de ENAGÁS de fecha 15 de octubre de 2020 a requerimiento de información (folio 4.337).

⁷⁷ Anexo 2.1 de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.337).

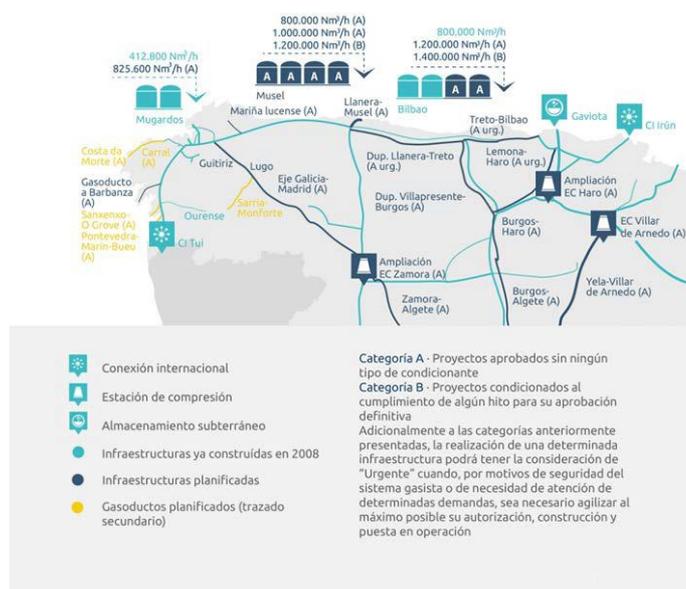
⁷⁸ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.337 – 4.338).

⁷⁹ Contestación de la Dirección de Energía (folio 7.104).

cuales el sistema debía estar dimensionado con una sobrecapacidad de entrada del 10%.⁸⁰

- (97) En el escenario previsto por el documento de planificación para los sectores de electricidad y gas para el periodo 2008-2016, se contempló la ampliación de la capacidad de regasificación, tanto de la planta de Mugardos, como de la planta de El Musel. Asimismo, este documento de planificación incluía los gasoductos de conexión de la planta de Mugardos con la zona centro del sistema.⁸¹

Imagen 1. Infraestructuras incluidas en el documento de planificación 2008-2016



Fuente: imagen aportada en la denuncia

- (98) En relación con este documento de planificación, la Dirección de Energía de la CNMC destaca el informe sobre la Planificación 2008-2016 de la CNE, que prevé que *“La utilización anual esperada de las plantas en los próximos años será inferior a las históricas. En todo caso, se evidencia que el dimensionamiento futuro de las plantas de regasificación estará destinado a satisfacer la demanda punta que, principalmente provoque el sector eléctrico.”*⁸²
- (99) La DGPEM del MITERD señala que, dados los criterios de diseño incluidos en el documento de planificación para el periodo 2008-2016, y teniendo en cuenta que la previsión de la demanda punta era superior a la capacidad de entrada prevista, era necesario ampliar la capacidad de entrada del sistema, para lo cual se ampliaría la capacidad de regasificación de las plantas situadas en El Musel,

⁸⁰ Contestación de la DGPEM a un requerimiento de información (folio 5.556).

⁸¹ Gasoductos Lugo-Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo-Castropodame y Castropodame-Zamora.

⁸² Informe CNE 4/2008, apartado 6.4.8. Citado en la contestación de la Dirección de Energía de a un requerimiento de información (folio 7.104).

Mugardos y Huelva.⁸³ La DGPEM también destaca el importante descenso de la demanda que tuvo lugar entre 2008 y 2011, registrándose un consumo real notablemente alejado de las previsiones realizadas,⁸⁴ con un déficit generado en el sistema gasista que superó en 2011 los 300 millones €.

- (100) Esta caída de la demanda del gas natural obligó a una revisión de las infraestructuras prevista en el documento de planificación 2008-2016, aprobándose la Orden ITC/2906/2010,⁸⁵ por la que la planificación pasó a depender de la aprobación de programas de carácter anual. Dicha orden introdujo una nueva categoría de infraestructuras (“R”), donde se incluían las infraestructuras de gas que no se justificaban para el periodo 2008-2016, pero cuya necesidad podría ser reconsiderada para el periodo de planificación 2012-2020. La propuesta incluía en la categoría R la ampliación de capacidad de emisión de la planta de regasificación de Mugardos, así como el citado gasoducto Guitiriz-Zamora-Algete.⁸⁶
- (101) Respecto a la anterior orden, la DGPEM del MITERD señala que el paso a la categoría R de determinadas infraestructuras no afectó de forma exclusiva a REGANOSA⁸⁷ y la modificación de la planificación no fue la única medida adoptada,⁸⁸ sin que se suspendiese la construcción de la planta de El Musel.
- (102) La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el periodo 2012-2020 no llegó a entrar en vigor, si bien sí contempló en su borrador la construcción del

⁸³ La ampliación de las plantas de Mugardos y El Musel iría asociada a la construcción, entre otros, de los gasoductos Lugo-Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo-Castropodame, (continuación del ya previsto en servicio desde 2012 Guitiriz-Lugo), Castropodame-Zamora y Zamora-Algete.

⁸⁴ El documento de planificación energética correspondiente al periodo 2008-2016 estimaba un crecimiento interanual del 3% para de la demanda de gas durante el periodo de vigencia del documento. Sin embargo, si bien la demanda creció en niveles superiores al 10% hasta el año 2008, a partir de entonces la demanda disminuyó hasta que en 2011 alcanzó un valor inferior en un 20% al valor de la demanda de 2008. Esta situación derivó en un porcentaje de utilización medio de las plantas de regasificación de un 35% en 2008.

⁸⁵ Orden ITC/2906/10, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural. Esta disposición fue posteriormente anulada por Sentencia de la Audiencia Nacional⁸⁵ (Sentencia de la Sala de lo Contencioso de la Audiencia Nacional de 31 de octubre de 2012), confirmada posteriormente por el Tribunal Supremo (Sentencia de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de 17 de julio de 2015 -casación 325/2013-, por la que se confirma la Sentencia de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional de 31 de octubre de 2012).

⁸⁶ En el caso de la zona noroeste, algunas de estas infraestructuras fueron sus sustituidas por otras soluciones menos costosas para el sistema, como la introducción de gas por la conexión internacional por Tuy, por el nodo de Llanera (Asturias) o por la estación de compresión de Zamora. Contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folios 3.303 – 3.305).

⁸⁷ Dicha propuesta también incluyó en la categoría R los proyectos de ampliación de capacidad de las plantas de Bilbao, Huelva, el Musel y Sagunto, así como la construcción de nuevos tanques de almacenamiento en las plantas de Bilbao, Huelva, Musel y Sagunto.

⁸⁸ El RD-Ley 13/2012 decretó la hibernación de la planta de El Musel y la ley 18/2014 supuso la reforma del régimen económico del sector del gas.

gasoducto Lugo-Zamora y la ampliación de la estación de compresión de Zamora, condicionando el proyecto a la construcción de una tercera conexión internacional con Portugal.⁸⁹ A este respecto la DGPEM del MITERD destacó que se consideraron suficientes las infraestructuras calificadas como categoría A en el anterior documento de planificación (periodo 2008-2016), por lo que no se consideró necesario introducir refuerzos en el área Noroeste ni ampliación de la capacidad de regasificación de la planta de Mugardos.⁹⁰

- (103) El 14 de octubre de 2011, el Subdirector General de Planificación Energética y Seguimiento envía un correo a ENAGÁS dando respuesta a la noticia de prensa en la que se afirma que el Consejo de Ministros, en el marco de la planificación para el periodo 2012-2020, estaba aislando Galicia en lo que a infraestructuras gasistas se refiere. Dicho correo electrónico destacó la falta de necesidad del gasoducto de conexión de la zona noroeste con la zona centro de la península:⁹¹

“No es intención del Consejo de Ministros aislar a Galicia (esto es un juicio de valor), lo que si intentamos es planificar infraestructuras que resulten necesarias para el sistema y no para dar satisfacción a intereses espurios. Actualmente Reganosa funciona a bajas cargas por falta de demanda, teniendo que forzar Enagas en muchos casos la descarga de metaneros en esta planta porque los distintos agentes no encuentran interesante hacerlo allí. Se ha mantenido el gasoducto de alimentación a Lugo, pero se ha dejado la continuación del mismo hacia el centro peninsular como infraestructura del tipo B (condicionada a que la tercera interconexión con Portugal siga adelante) Si esta interconexión no siguiera adelante (no olvidemos la situación que vive Portugal donde han decidido anular el proyecto de AVE a Lisboa, cuando nosotros ya habíamos comprometido muchas inversiones en esta línea) no tendría sentido la continuación del mismo para dar salida a un gas que en principio no se necesita en el centro (a Madrid llega el GN desde distintas entradas sin que se necesite una más que obligaría a construir un gasoducto de más de 500 km)...”

- (104) El acta de la reunión que tuvo lugar en el año 2011 con motivo de la revisión del primer borrador de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020, incluye una mención expresa a la falta de fundamento de un posible trato de favor a las plantas de El Musel y Bilbao, así como a la falta de necesidad de la ampliación de la planta de Mugardos y el papel de dicha planta en la atención a la demanda local (especialmente de los ciclos combinados).⁹²

⁸⁹ El borrador de planificación para el periodo 2012-2020 mantenía en la categoría A aquellos proyectos que, habiendo sido incluidos con esta categoría en la planificación 2008-2016, no habían pasado a la categoría “R” en virtud de la Orden ITC/2906/2010.

⁹⁰ La capacidad de almacenamiento de la planta de Mugardos le otorgaba una autonomía prevista para el año 2020 de 16 días (la mayor de las seis plantas operativas del sistema), por lo que tampoco se consideró necesario una ampliación de dicha capacidad. Asimismo, dadas la actual coyuntura económica y de demanda de gas, y teniendo en cuenta el marco estratégico de energía y clima desarrollado por España, no está contemplada la construcción de nuevas infraestructuras gasistas.

⁹¹ Folios 5.605 – 5.606.

⁹² **[CONFIDENCIAL]** (folios 5.609 a 5.618).

- (105) En un contexto de continuo descenso de la demanda de gas, se aprueba el citado RD-Ley 13/2012, cuya disposición transitoria tercera establece la suspensión de la tramitación “*de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, incluyendo la autorización administrativa, la autorización del proyecto de ejecución o el acta de puesta en servicio de este tipo de instalaciones*”. Dicha disposición no afectó a la construcción de las plantas de regasificación ubicadas en territorio peninsular que tuviesen aprobado el proyecto de ejecución (como la planta de El Musel), a los solos efectos del cobro de una retribución transitoria, y para las cuales, posteriormente, se podría solicitar el otorgamiento del acta de puesta en servicio.
- (106) Con base en la Disposición Transitoria cuarta del RD-Ley 13/2012,⁹³ ENAGÁS GTS solicitó restablecer la tramitación con carácter excepcional de los gasoductos El Musel-Llanera y el desdoblamiento Llanera-Otero, alegando una congestión física en el gasoducto de distribución Gijón-Oviedo-Avilés,⁹⁴ los cuales resultarían aprobados por la Orden IET/74/2014.⁹⁵
- (107) A este respecto, REGANOSA afirma que existían alternativas más eficientes a estos proyectos y que el único propósito de los mismos era elevar la presión de 72 a 80 bar, facilitando así la integración de la planta de El Musel en el sistema.⁹⁶
- (108) El 5 de febrero de 2014, REGANOSA presentó recurso de alzada y, posteriormente, recurso contencioso-administrativo contra la citada orden. El recurso fue finalmente desestimado estableciéndose lo siguiente en la sentencia:⁹⁷

“La conclusión alcanzada en el apartado anterior lleva necesariamente a rechazar el alegato de la demandante según el cual el acuerdo impugnado albergaría una auténtica desviación de poder porque la verdadera finalidad de la construcción de los gasoductos no sería la de evitar un riesgo inminente para la seguridad de suministro, sino la futura integración de la planta de Regasificación de El Musel en el sistema.”

⁹³ La Disposición transitoria cuarta estableció la suspensión de la autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida, si bien, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, se podía restablecer la tramitación individualizada y con carácter excepcional de estas instalaciones.

⁹⁴ Congestión de 4GWh, considerada por REGANOSA muy inferior a la congestión existente en el área de Galicia. Anexo 10 de la denuncia (folios 1.025 – 1.027).

⁹⁵ Orden IET/74/2014, de 17 de enero, por la que publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de diciembre de 2013, por el que se restablece la tramitación individualizada y con carácter excepcional de los gasoductos de transporte primario de la red troncal denominados "El Musel-Llanera" y "Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero".

⁹⁶ Párrafo 130 de la denuncia (folio 49).

⁹⁷ Sentencia de 13 de octubre de 2015 de la Sala de lo Contencioso del Tribunal Supremo, por la que se desestimó el recurso Contencioso Administrativo interpuesto por REGANOSA frente a la orden IET/74/2014, rec. 252/2014 (Apéndice GTS_15d de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información; Folios 3.776 – 3.777).

- (109) ENAGÁS GTS aportó los escritos remitidos por dos comercializadoras en los que se ponía de manifiesto la situación de saturación de la red de Gijón, Oviedo y Avilés.⁹⁸ Dicha situación fue transmitida al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, mediante escrito en el que se justificaba la necesidad de los citados gasoductos.⁹⁹
- (110) Al respecto de este proyecto, la CNE emitió el *“Informe sobre la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorgaba a ENAGÁS autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública para la construcción del gasoducto El Musel-Llanera”* con fecha de 28 de abril de 2009,¹⁰⁰ en el que la citada comisión afirmó que ese gasoducto era necesario para transportar el gas desde el nuevo punto de entrada (El Musel).
- (111) Posteriormente la Disposición Adicional 1ª del Real Decreto 335/2018¹⁰¹ restableció la tramitación de la autorización de las instalaciones afectadas por la Disposición Transitoria 3ª.2 del RD-Ley 13/2012. Anulada la autorización administrativa original¹⁰², ENAGÁS TRANSPORTE presentó en septiembre de 2018¹⁰³ una nueva solicitud de autorización administrativa y de aprobación del proyecto de ejecución para la planta de El Musel.¹⁰⁴
- (112) REGANOSA presentó alegaciones al proyecto del Real Decreto 335/2018,¹⁰⁵ argumentando que, si la planta de El Musel entrase en operación, la planta de Mugaros no podría utilizar la práctica totalidad de su capacidad sin

⁹⁸ Apéndices GTS_15a y GTS_15b de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios confidenciales 3.772 a 3.775).

⁹⁹ Apéndice GTS_15c de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3.776 – 3.777).

¹⁰⁰ Anexo 12 de la denuncia (folio 1.045).

¹⁰¹ Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modificaban diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural.

¹⁰² La Sentencia 364 de julio de 2013 del Tribunal Superior de Justicia de Madrid estimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto por Los Verdes de Asturias, y anuló la autorización administrativa previa de la planta (ratificado en casación por sentencia 457/2016, de 29 de febrero del Tribunal Supremo), anulando implícitamente la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

¹⁰³ Anexo 4.16.d de la contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folios 3.059 – 3.061).

¹⁰⁴ Según lo indicado, la planta de El Musel ha obtenido autorización administrativa mediante Resolución de 28 de junio de 2022, estando pendiente el acta de puesta en servicio. A tenor del resuelve séptimo de dicha resolución de autorización, la extensión del acta de puesta en servicio por parte del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias queda condicionada a la obtención previa de *“Resolución favorable de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sobre las condiciones económicas y de acceso para la prestación del servicio de capacidad que corresponda, conforme lo dispuesto en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia”*.

¹⁰⁵ Anexo 16 de la denuncia (folios 1.185 – 1.203).

restricciones.¹⁰⁶ Posteriormente, REGANOSA presentó un recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Supremo en julio de 2018 frente a la D.A. 1ª del Real Decreto 335/2018,¹⁰⁷ por la presunta falta de justificación técnica para restablecer la autorización del Musel.

- (113) En el seno de ese procedimiento judicial, REGANOSA tuvo acceso a un documento elaborado por ENAGÁS GTS denominado “*Análisis de la necesidad de la planta de regasificación de El Musel en la operación del sistema gasista*”,¹⁰⁸ de fecha 3 de junio de 2016. Dicho documento justificaba la apertura de la planta de El Musel, en la necesidad de aumentar la capacidad de entrada al sistema y capacidad máxima transportable desde el área noroeste, su contribución a la cobertura de la demanda en caso de fallo de la planta de REGANOSA, la existencia de problemas de abastecimiento de GNL en dicha planta, una reducción de las distancias a recorrer por los camiones cisterna de GNL o la confirmación del interés del mercado para la realización de servicios logísticos.¹⁰⁹
- (114) Con relación al proceso de autorización de El Musel, con fechas de 2 de noviembre y 24 de diciembre de 2018, REGANOSA presentó alegaciones en el trámite de información pública,¹¹⁰ argumentando que el proyecto técnico presentado por ENAGÁS TRANSPORTE era incompleto y no detallaba la naturaleza y alcance de los servicios logísticos a realizar en la planta de El Musel.
- (115) REGANOSA solicitó asimismo que se confirmase que la planta de El Musel no iba a desarrollar la actividad de regasificación y emisión a la red, tal y como constaba en el expediente de autorización de la planta. Ante dicha solicitud, ENAGÁS TRANSPORTE contestó que la planta de El Musel era una instalación que fundamentalmente debería operar como punto de almacenamiento a largo plazo para la prestación de servicios logísticos.¹¹¹ REGANOSA consideró la respuesta como insuficiente, afirmando que los argumentos de ENAGÁS TRANSPORTE eran contrarios al contenido del citado informe de 3 de junio de 2016.
- (116) En cuanto a una futura puesta en funcionamiento de la planta de El Musel, en marzo de 2018 el GTS realizó un estudio donde analizó el impacto de la puesta en marcha de dicha planta. ENAGÁS TRANSPORTE planteó en su solicitud la puesta en marcha de El Musel con base legal en el artículo 60.7 de la ley

¹⁰⁶ Párrafo 155 de la denuncia (folio 59).

¹⁰⁷ Anexo 17 de la denuncia (folios 1.204 – 1.245). El recurso se desestimó mediante STS de 14 de mayo de 2020 (STS 408/2020).

¹⁰⁸ Anexo 5 de la denuncia (folios 272 – 290).

¹⁰⁹ Anexo 5 de la denuncia (folio 278).

¹¹⁰ Anexo 18 de la denuncia (folios 1.246 – 1.252).

¹¹¹ Anexo 20 de la denuncia (folio 1.261).

18/2014.¹¹² De acuerdo con el estudio remitido por ENAGÁS GTS,¹¹³ la planta de El Musel podría emitir a la red de transporte una determinada cantidad de gas sin afectar en ningún caso las entradas a la red de transporte programadas por REGANOSA.

- (117) A principios de 2020, ENAGÁS GTS volvió a analizar la posible puesta en marcha de El Musel, dadas las nuevas circunstancias que afectaban al sistema gasista, como el cierre de las centrales de carbón de la zona Noroeste, ante lo cual, adquieren mayor relevancia los ciclos combinados.¹¹⁴ Las conclusiones del estudio incluyendo diversos escenarios sobre la potencial afección a la planta de Mugarodos por la puesta en marcha de El Musel fueron presentadas ante el MITERD en febrero de 2020.¹¹⁵ En este sentido, de acuerdo a la información transmitida por ENAGÁS GTS a miembros de ENAGÁS TRANSPORTE,¹¹⁶ y de acuerdo al análisis realizado, en ninguno de los escenarios considerados la producción de El Musel impactaría en las producciones de Mugarodos o Bilbao.
- (118) En este sentido, ENAGÁS GTS afirmó que ya habría comunicado al MITERD la necesidad de establecer unos valores máximos de emisión de la planta de El Musel para que la entrada en funcionamiento de ésta no afectara, en condiciones normales de operación, la emisión que la planta de Mugarodos mantiene sin El Musel.¹¹⁷
- (119) En contestación a un requerimiento de información, Enagás señaló que caso de que el MITERD considerase la futura apertura de la planta de El Musel, en la operación de dicha planta debería tenerse en cuenta su aporte como plataforma logística de GNL, incluyendo el incremento de la capacidad de almacenamiento del sistema, realización de servicios de carga de GNL, bunkering, carga de

¹¹² *La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, tras solicitud del titular de la planta de regasificación, un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de Gas Natural Licuado. Estos servicios deberán ser prestados bajo contratos a largo plazo y su objeto principal no será el acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional.*

¹¹³ Apéndice GTS_7a de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio confidencial 3.589).

¹¹⁴ ENAGÁS afirmó que, debido al incremento del número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados, la demanda para generación eléctrica se había asimismo incrementado de un 14% (periodo enero-agosto de 2017) a un 30% (periodo enero-agosto de 2020), lo que haría necesario las aportaciones desde la planta de Mugarodos en periodos no invernales. Contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folio 3.329).

¹¹⁵ Apéndice GTS_7c de la contestación de ENAGÁS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folio confidencial 3.591).

¹¹⁶ Apéndice GTS_7e de la contestación de ENAGÁS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folio confidencial 3.593).

¹¹⁷ Apéndice GTS_7d de la contestación de ENAGÁS GTS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folio confidencial 3.592).

cisternas y, de forma eventual, apoyo de la seguridad de suministro del área Noroeste.¹¹⁸

- (120) En relación con la planificación de infraestructuras, ENAGÁS señala que es el Consejo de Ministros, con la participación de las comunidades autónomas, quien lleva a cabo la planificación de las infraestructuras del sistema gasista, siguiendo no sólo criterios de seguridad de suministro, sino de política energética (como el impacto en los costes para el sistema). Asimismo, señala que las propuestas realizadas por ENAGÁS GTS no son vinculantes para el Consejo de Ministros, siendo numerosas las ocasiones en las que el documento final de planificación no incluyó infraestructuras propuestas por el GTS, citando hasta doce ejemplos.¹¹⁹
- (121) De esta forma, la función de propuesta de ENAGÁS GTS estaría basada en los criterios de diseño previamente aprobados por el Consejo de Ministros, los cuales no contemplan la maximización el uso de una determinada infraestructura del sistema.¹²⁰
- (122) Asimismo, ENAGÁS señaló la incorporación en la planificación de nuevas infraestructuras como medida para solucionar los posibles problemas de congestión, si bien la elección de un determinado mecanismo depende de la frecuencia de aparición de las congestiones y la viabilidad económica de la solución. En el caso de las limitaciones del área noroeste, este criterio ha llevado a los diferentes ministerios con competencias en materia de planificación energética a desestimar la construcción de nuevos gasoductos para solventar una situación para la que existen alternativas de gestión más económicas.¹²¹
- (123) En este sentido, la contestación remitida por la Dirección de Energía de la CNMC destacó que *“la Planificación tiene un carácter estratégico y político, ya que se considera un vector de desarrollo económico de las regiones y, por tanto, su elaboración se ha visto influenciada en menor o mayor medida por las previsiones de política económica y desarrollo de las Comunidades Autónomas en cada momento”* é.¹²²

4.2.2. Actuaciones en el ámbito de la planificación en el seno de la Red Europea de Gestores de la Red de Transporte de Gas (ENTSOG)

- (124) De acuerdo con la denuncia de REGANOSA, ENAGÁS TRANSPORTE trató de incluir en el apartado 4.1.2, criterio 14 del documento *“Practical implementation documento (PID) for developing the TYNDP 2020”* medidas que suponían que REGANOSA debería obtener autorización de ENAGÁS TRANSPORTE, como

¹¹⁸ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.338).

¹¹⁹ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.327 – 4.328).

¹²⁰ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3.303 – 3.305).

¹²¹ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3.320).

¹²² Contestación de la Dirección de Energía de la CNMC (folios 7.102 – 7.103).

TSO, para la introducción de infraestructuras que incrementen la capacidad del sistema y estuvieran conectadas a la red de éste.

- (125) ENAGÁS TRANSPORTE señala que su propuesta suponía dar garantías a las partes afectadas en caso de que un promotor presentara un proyecto y declarase la creación de capacidades en otras infraestructuras a las que no se conecta dicho proyecto, ni de las que es dueño.¹²³
- (126) El 27 de marzo de 2019, ENTSOG realizó una propuesta alternativa de redacción, incluyendo la necesidad de acuerdo con el propietario y/u operador adyacente.¹²⁴
- (127) El 3 de abril de 2019, el párrafo fue finalmente aprobado. Según ENAGÁS TRANSPORTE, REGANOSA solicitó su eliminación el mismo día 4 de abril de 2019, por considerar que otorgaba al propietario de la infraestructura un especial derecho de veto. Durante los días siguientes se produjeron varios intercambios de propuestas entre ENAGÁS TRANSPORTE, ENAGÁS (en representación de ENAGÁS TRANSPORTE) y REGANOSA en relación con el citado párrafo.¹²⁵ Sin haberse alcanzado un acuerdo, REGANOSA volvió a solicitar a ENTSOG la eliminación del párrafo.
- (128) El 22 de abril de 2019, ENTSOG envió su propuesta a ENAGÁS TRANSPORTE y REGANOSA, ante la cual ambos discreparon parcialmente. Sin embargo, ENTSOG publicó la versión final del PID con el párrafo redactado de acuerdo con esta última propuesta. ENAGÁS TRANSPORTE afirma que la decisión final en cuanto a la redacción definitiva del párrafo en cuestión fue tomada por el General Manager de ENTSOG, sin satisfacer completamente a ninguna de las partes.¹²⁶
- (129) Aunque en un principio desde ENTSOG se aceptó una modificación de la medida, finalmente fue introducida en las citadas directrices. Sobre este hecho, REGANOSA denuncia que ENAGÁS habría utilizado su representación en la reunión del grupo de trabajo de inversiones para forzar la introducción del citado párrafo.¹²⁷

¹²³ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.427).

¹²⁴ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.427 y 4.428).

¹²⁵ En el transcurso de las negociaciones, se propuso la designación de un árbitro en caso de discrepancias en la capacidad resultante en el punto de conexión. ENAGÁS TRANSPORTE propuso al GTS, mientras que REGANOSA abogaba por una entidad como ENTSOG, a lo que se negó ENAGÁS TRANSPORTE por no tener ENTSOG las herramientas necesarias para realizar las simulaciones del sistema gasista español. ENAGÁS propuso como alternativa que el proyecto se incluyese en la planificación nacional, de forma que, una vez planificado, cualquier TSO podría remitir el proyecto a ENTSOG como propio.

¹²⁶ La consecuencia para REGANOSA de esta redacción es que, si remite proyectos en España no conectados a una red internacional, pero pretende declarar que el proyecto crea capacidad en ellas, necesitará del visto bueno de ENAGÁS TRANSPORTE como propietarios y del operador adyacente (REN en Portugal o TARÉGA en Francia).

¹²⁷ Apartado 4.1.2, criterio número 14. Anexo 27 de la denuncia (folios 1.356 – 1.383).

- (130) ENAGÁS GTS afirma que las intervenciones del GTS en dicho foro son imparciales y se limitan a aspectos técnicos en temas de consecuencias para el funcionamiento del conjunto del sistema español, sin beneficiar a uno de los dos TSO españoles en detrimento del otro.¹²⁸ Por su parte ENAGÁS TRANSPORTE afirma que los grupos de trabajo principales en el marco de ENTSOG suelen estar representados por la Dirección de Organismos Internacionales de ENAGÁS, si bien ENAGÁS GTS participa en determinados grupos, de forma objetiva y sin intervenir en asuntos que puedan afectar de forma asimétrica a los TSO españoles afectados.¹²⁹

4.2.3. Sobre el grupo de trabajo ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA

- (131) En marzo de 2018 se propuso desde REGANOSA la realización de un estudio conjunto entre ENAGÁS TRANSPORTE y REGANOSA para analizar los efectos de la incorporación de la planta de El Musel sobre la zona noroeste y la planta de Mugaros, en el que participó ENAGÁS GTS en su condición de Gestor Técnico del Sistema. ENAGÁS TRANSPORTE aceptó la oferta de formar parte del Grupo de trabajo junto a REGANOSA, pero manifestó¹³⁰ que el grupo debería contar con la presencia de ENAGÁS GTS, por ser el responsable en la realización de la propuesta de planificación y por no disponer ENAGÁS TRANSPORTE de las herramientas necesarias para realizar las simulaciones que el grupo de trabajo requería.¹³¹
- (132) Los principales objetivos del grupo de trabajo según una de las Actas eran i) el análisis de la integración del Área Noroeste y las soluciones para sus limitaciones y congestiones; ii) el análisis del refuerzo de la conexión con Portugal y iii) la identificación de otras necesidades y escenarios en base a los análisis anteriores y las previsiones de demanda.¹³²

¹²⁸ En asuntos en los que ha habido discrepancias entre ENAGÁS TRANSPORTE y REGANOSA, ENAGÁS afirmó que su postura ha sido defendida exclusivamente por representantes del TSO. A este respecto, ENAGÁS GTS aportó una serie de correos electrónicos en los que miembros del GTS muestran su incomodidad cuando son involucrados en determinados asuntos de ENTSOG que podrían poner en entredicho la independencia del GTS. Apéndice GTS_2a de la contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folio confidencial 4036).

¹²⁹ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4424 y 4425).

¹³⁰ ENAGÁS TRANSPORTE destacó las afirmaciones de REGANOSA, según las cuales éste disponía (a diferencia de ENAGÁS TRANSPORTE) de las herramientas necesarias para realizar las simulaciones de todo el sistema.

¹³¹ El grupo se reunió hasta en tres ocasiones (19 y 31 de julio, y 29 de agosto de 2018) y mantuvo una reunión técnica no recogida en acta en septiembre de 2018 (folios confidenciales 2877 a 2878; 2890 a 2891 y 2895 a 2896).

¹³² Acta de la reunión de fecha 19 de julio de 2018. Anexo 4.04.a de la contestación de REGANOSA 2020 al requerimiento de información de fecha 4 de febrero de 2020 (folio confidencial 2877).

- (133) En septiembre de 2018, el GTS transmitió a REGANOSA y ENAGÁS TRANSPORTE un replanteamiento de los objetivos del grupo de trabajo, incluyendo i) Maximización de la capacidad de transporte del Sistema al área noroeste; ii) Análisis de nuevos refuerzos para garantizar la transportabilidad de la capacidad nominal de la planta de REGANOSA; iii) Incorporación de El Musel en el Sistema y iv) Creación del Mercado Ibérico.¹³³ En opinión de REGANOSA esta modificación supuso un cambio en la perspectiva desde la que se estudiaba la necesidad de nuevas infraestructuras, desplazando el foco desde la planta de El Musel a la planta de Mugaros.¹³⁴
- (134) Tras varios intercambios de correos electrónicos entre REGANOSA y ENAGÁS TRANSPORTE,¹³⁵ las conclusiones finales sobre los estudios realizados en el grupo de trabajo hicieron mención a i) la existencia de una congestión en el área noroeste en los escenarios de demanda actual y futura, agravada por la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel, lo que requiere de los correspondientes refuerzos en la red de transporte; ii) resultaría técnicamente viable la emisión a la red por parte de la planta de Mugaros del boil-off gas (BOG)¹³⁶ resultante de la prestación de servicios logísticos; iii) una emisión superior al volumen de BOG gas requeriría del refuerzo previo de las infraestructuras de transporte; y iv) las partes trabajarán de forma conjunta en la elaboración de una propuesta en relación con dichas infraestructuras.¹³⁷
- (135) En relación a los resultados concretos del estudio y las simulaciones realizadas por el GTS en el seno del grupo de trabajo, de los cuatro escenarios previstos para el año 2030,¹³⁸ sólo en uno de ellos no era posible transportar la capacidad nominal de la planta de Mugaros.¹³⁹ Cabe destacar que ninguna de las simulaciones realizadas en el seno del mencionado grupo de trabajo arrojó como

¹³³ Anexo 4.07.d de la contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 2934).

¹³⁴ De esta forma, la necesidad de nuevas infraestructuras se asociaría a las emisiones de la planta de Mugaros, no a las emisiones de El Musel. Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 1927).

¹³⁵ Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folios 2988, 2995 y 3001 a 3006).

Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4178).

Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4188 y 4196 a 4198).

¹³⁶ El BOG es el gas generado en los tanques de almacenamiento como consecuencia de la evaporación del GNL. La gestión adecuada del BOG requiere que cada planta mantenga un nivel mínimo de regasificación, conocido como mínimo técnico.

¹³⁷ Anexo 20 de la denuncia (folio 1264).

¹³⁸ Demanda media laborable estival y demanda mínima en día laborable estival, para los cuales, a su vez se consideró la posibilidad de exportar/no exportar gas por la conexión internacional con Portugal por Tuy.

¹³⁹ Escenario de demanda mínima en situación laborable estival sin exportación por Tuy. En este caso, el máximo transportable se reduciría al [CONFIDENCIAL]% de la capacidad nominal de la planta. Apéndice GTS_11.2.2 de la contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folios parcialmente confidenciales 3756 a 5757).

conclusión la imposibilidad de emitir gas desde la planta de Mugarodos cuando también se emite gas desde la planta de El Musel.¹⁴⁰ Este hecho contrasta con las afirmaciones de REGANOSA, según las cuales “*cualquier volumen emitido desde esta planta bloquearía el acceso de la de Mugarodos al resto del sistema y además entraría en la propia zona noroeste, agravando drásticamente la congestión de dicho tramo*”.¹⁴¹

- (136) De forma paralela a la elaboración de las conclusiones del grupo de trabajo, tuvo lugar una reunión entre los servicios jurídicos de ENAGÁS y REGANOSA. En el seno de esa reunión, REGANOSA afirmó que sólo estaría dispuesto a apoyar la puesta en marcha de El Musel si desde el MITERD se autorizaba la construcción del gasoducto Zamora-Guitiriz, por ser, en opinión de REGANOSA, la única vía para garantizar que la puesta en marcha de El Musel no afectaría a la operación de la planta de Mugarodos.¹⁴² Finalmente, ante la falta de conclusiones del Grupo de Trabajo, REGANOSA presentó alegaciones al proceso de autorización administrativa de El Musel.¹⁴³
- (137) Por su parte, ENAGÁS GTS manifestó que nunca había recibido las conclusiones a las que se llegó en el Grupo de trabajo.¹⁴⁴ Sin embargo, dichas conclusiones sí fueron remitidas por ENAGÁS TRANSPORTE a REGANOSA.¹⁴⁵ Aunque en un principio pareciera que ENAGÁS TRANSPORTE aceptó las propuestas realizadas por REGANOSA, aquél afirmó que las citadas conclusiones no fueron acordadas entre las partes,¹⁴⁶ alegando asimismo que dicho Grupo de Trabajo carecía de cualquier potestad de decisión respecto a la planificación del sistema gasista.

¹⁴⁰ El Apéndice GTS_11.2.3 - Análisis 3_Integración Mugarodos-Musel incluye el análisis de nuevos refuerzos necesarios para la integración de la planta de El Musel teniendo en cuenta la total transportabilidad de la capacidad nominal de la planta de Mugarodos (planta funcionando al 100% de su capacidad).

¹⁴¹ Párrafo 156 de la denuncia (folio 59).

¹⁴² Cadena de correos de fecha 22 de octubre de 2018 enviados entre la Dirección de ENAGÁS, la Dirección de Servicios Jurídicos de ésta y las direcciones de ENAGÁS TRANSPORTE y ENAGÁS GTS. Correo recabado en la inspección en la sede de ENAGÁS (folios 5959-5960).

¹⁴³ REGANOSA reconoció expresamente esta circunstancia en su Contestación al requerimiento de información de fecha 4 de febrero de 2020 (folio 1930). Asimismo, en el correo de fecha 18 de octubre de 2018, remitido por la presidencia de REGANOSA a ENAGÁS, REGANOSA hacía constar la necesidad de acordar unas conclusiones con relación al grupo trabajo, así como la relación que estas conclusiones podrían tener con la fase en la que se encontraba la autorización de la planta de El Musel (en concreto, con relación a las posibles alegaciones a presentar por parte de REGANOSA). Correo electrónico recabado en la inspección en la sede de ENAGÁS (folios 5957-5958).

¹⁴⁴ Contestación de ENAGÁS de fecha 15 de octubre al requerimiento de información (folio 4392).

¹⁴⁵ Anexo 20 de la denuncia (folios 1257-1264).

¹⁴⁶ Contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folio 4444).

- (138) Sí consta, sin embargo, que los miembros de la dirección de ENAGÁS fueron concededores de las citadas conclusiones,¹⁴⁷ si bien no se ha acreditado que éstas fueran elevadas posteriormente a ENAGÁS GTS o al MITERD,¹⁴⁸ como estaba previsto, constatándose así la falta de acuerdos respecto a las conclusiones en el seno del Grupo de Trabajo.
- (139) Las discrepancias puestas de manifiesto durante el proceso de conclusiones derivan de las diferentes posturas tomadas por ENAGÁS TRANSPORTE que no estaba dispuesta a renunciar a la posibilidad de emitir gas al sistema¹⁴⁹ y REGANOSA, para quien no es admisible, sin afectar a la emisión de su planta de Mugaridos, la emisión de gas por encima de los niveles de emisión necesarios para la gestión del BOG. En opinión de REGANOSA, las conclusiones propuestas tendrían por objeto preparar una posible apertura de la planta de El Musel con la intención de emitir gas por encima de los niveles necesarios para la gestión del BOG generado.¹⁵⁰
- (140) De acuerdo con la información aportada por ENAGÁS en su contestación al requerimiento de información, los responsables de ENAGÁS valoraron la presunta falta de interés de REGANOSA en relación con la ausencia de continuidad de los trabajos realizados en el citado grupo.¹⁵¹
- (141) Cabe destacar el importante grado de colaboración entre ENAGÁS GTS y REGANOSA en cuanto a la realización de simulaciones solicitadas por éste, no sólo en el marco del citado grupo de trabajo, sino también en otros ámbitos, como los trabajos realizados en la elaboración del documento de producciones máximas de la planta de Mugaridos del año 2015.¹⁵² Y el trabajo conjunto GTS-REGANOSA en el análisis del documento de Rangos Admisibles para el año 2013¹⁵³ accediendo el GTS a la simulación de los escenarios de demanda solicitados por REGANOSA.

¹⁴⁷ Correo electrónico remitido con fecha 19 de diciembre de 2018 y recabado en la inspección en la sede de ENAGÁS (folios 6011-6016).

¹⁴⁸ Hasta la fecha no consta acreditado que se haya comunicado al GTS y/o al Ministerio (actualmente, el MITERD) los resultados de los estudios realizados en el seno del Grupo de Trabajo ante la falta de acuerdo sobre sus conclusiones.

¹⁴⁹ Correo electrónico remitido con fecha 14 de noviembre de 2018 y recabado en la inspección realizada en la sede de ENAGÁS (folios 6006-6009).

¹⁵⁰ Apéndice ETSAU_28.8.de la contestación de ENAGÁS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folio confidencial 4197).

¹⁵¹ Apéndice GTS_28.21 de la contestación de ENAGÁS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folio confidencial 4182).

¹⁵² El citado documento se elaboró en colaboración con REGANOSA y, en relación con el mismo, el GTS destacó que la producción de la planta de REGANOSA estaría condicionada por la demanda de la zona, y especialmente por el funcionamiento de los ciclos combinados. Correo electrónico remitido por el GTS al Subdirector General de Hidrocarburos de la DGPEM, recabado en la inspección realizada en la sede de ENAGÁS (folios 5711-5713).

¹⁵³ Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 1921) y correo electrónico remitido por el GTS, adjunto a dicha contestación. (folio 2869).

4.3. La gestión operativa del GTS

4.3.1. El procedimiento de gestión de congestiones del área noroeste

- (142) En marzo de 2005, el GTS puso de manifiesto que a partir del 1 de abril de 2006 (fecha de entrada en operación de la planta de Sagunto) se produciría una congestión en el sistema de transporte de gas en el Eje del Levante, en el que vierten su gas la citada planta de Sagunto y la planta de Cartagena.
- (143) El 5 de abril de 2006, ante la solicitud de información de la CNE, ENAGÁS GTS contestó afirmando que la situación de congestión en el Eje del Levante se había producido debido a la entrada en funcionamiento de la planta de Sagunto, prevista para el mes de abril de 2006, cuando todavía no había entrado en funcionamiento el denominado Eje Transversal, cuya construcción se retrasó al año 2009, a lo que había que añadir el retraso en la entrada en funcionamiento de algunos ciclos combinados de la zona. El resultado de estas circunstancias fue que la capacidad contratada en las plantas de Sagunto y Cartagena no podía ser transportada fuera del área del Levante.¹⁵⁴
- (144) En el escrito, ENAGÁS GTS proponía como posible solución¹⁵⁵ la modificación de los programas de descarga de buques de los comercializadores que se prestaran a tal posibilidad. En atención a esta solución, uno de los comercializadores implicados realizaría sus descargas en las plantas de Barcelona y Huelva, en lugar de hacerlo en la planta de Cartagena, como inicialmente tenía previsto hacerlo.¹⁵⁶
- (145) En relación con la situación descrita, la CNE publicó su *“Informe sobre el escrito remitido por el gestor técnico del sistema gasista, ENAGÁS, S.A., sobre limitaciones de transporte en el eje de levante”*,¹⁵⁷ que tenía por objeto *“resolver el expediente de actuaciones informativas, abierto como consecuencia de los problemas que puso de manifiesto el Gestor Técnico del Sistema Gasista ante esta Comisión, relativos a las limitaciones de transporte de gas en el eje de Levante”*.
- (146) Dando cumplimiento a un requerimiento de la CNE, ENAGÁS GTS elaboró un procedimiento de gestión de congestiones en el eje del Levante en febrero de 2007,¹⁵⁸ que contemplaba un potencial desvío de buques, en caso de que fuera

¹⁵⁴ Anexo ETSAU_8.1a de la contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folios confidenciales 3595-3607).

¹⁵⁵ Con base en el apartado 10.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

¹⁵⁶ Anexo 2.2 de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4417).

¹⁵⁷ Anexo ETSAU_8.1b. de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3608-3634).

¹⁵⁸ Procedimiento Operativo para la gestión de la congestión del Eje de Levante en el sistema gasista. Anexo ETSAU_8.1c. de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3635-3642).

necesario y previa declaración de situaciones de operación excepcional (SOE)¹⁵⁹. En caso de que esta medida no fuera suficiente, se estudiaría la reducción de la regasificación contratada, de forma proporcional, en las plantas de Sagunto y Cartagena.

- (147) Dada la similitud de la situación de congestión en el Eje del Levante con la posible situación de congestión en el área noroeste, en junio de 2006 la CNE requirió a ENAGÁS GTS información para conocer posibles situaciones de congestión en el sistema gasista, poniéndose de manifiesto por parte del GTS la posible situación de congestión en la zona noroeste como consecuencia de la entrada en funcionamiento de la planta de Mugaros.¹⁶⁰
- (148) En julio de 2006, ENAGÁS GTS ya había elaborado un informe en relación con la incorporación de la planta de Mugaros en el que se observaban ciertas dificultades para su operación,¹⁶¹ de forma que no se consideraban viables los escenarios de emisión de la capacidad contratada en la planta de Mugaros en los casos en los que la estación de compresión de Zamora estuviese parada o transportando gas en sentido sur-norte.¹⁶² ENAGÁS GTS afirmó también que la inversión del flujo en el gasoducto denominado Ruta de la Plata no resultaba viable para mantener las presiones en la zona centro y, por tanto, la producción de la planta de REGANOSA estaba condicionada al consumo local.¹⁶³ Asimismo, en noviembre de 2006, ENAGÁS GTS emitió un nuevo informe en relación con la integración de la planta de Mugaros, en el que consideró la existencia de una congestión física en la zona noroeste en el escenario de demanda estival y con transporte máximo desde el sur.¹⁶⁴
- (149) Respecto a los efectos que la situación del área noroeste estaba teniendo en la contratación de servicios del sistema gasista, cabe destacar que, en el año 2004, antes de la entrada en funcionamiento de la planta de Mugaros, ENAGÁS GTS emitió un informe negativo en relación con una solicitud de acceso a dicha planta, alegando que el volumen máximo regasificado podría estar limitado por la capacidad de los gasoductos que conectan la zona noroeste con el resto del sistema.¹⁶⁵ Posteriormente, en el año 2006, ENAGÁS GTS emitió el informe de viabilidad en relación a una solicitud de acceso realizada por un comercializador

¹⁵⁹ La Norma de Gestión Técnica del Sistema número 10 define la SOE como la situación en las que se prevé que no se cumpla cualquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero que no requieren la declaración de una Situación de Emergencia. Ante estas situaciones, el GTS puede establecer las medidas a ejecutar por parte de los sujetos del sistema para garantizar la cobertura de la demanda de gas, así como la seguridad de las personas y los bienes.

¹⁶⁰ La CNE también solicitó información a REGANOSA y a dos agentes comercializadores de gas.

¹⁶¹ Anexo 2 de la denuncia (folio 152).

¹⁶² Anexo 2 de la denuncia (folios 156 y 157).

¹⁶³ Anexo 2 de la denuncia (folio 154).

¹⁶⁴ Anexo 28 de la denuncia (folio 1386).

¹⁶⁵ Anexo 35 de la denuncia; folios 1445 y 1446).

para el ciclo combinado de Sabón (La Coruña), vinculando el consumo del ciclo a la producción de la planta de REGANOSA.¹⁶⁶

- (150) El 14 de junio de 2007, la CNE publicó su *“Informe sobre las limitaciones de transporte en el área Noroeste del sistema gasista, con ocasión de la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Mugaros”*, cuyo objeto era *“resolver el expediente de actuaciones informativas, abierto como consecuencia de los problemas puestos de manifiesto por el Gestor Técnico del Sistema Gasista ante esta Comisión, relativos a las limitaciones de transporte de gas en la zona noroeste del sistema gasista (Tuy – Llanera – Zamora) que pueden ponerse de manifiesto con ocasión de la puesta en servicio de la planta de regasificación de Mugaros de REGANOSA”*.
- (151) Del contenido de este informe, ENAGÁS TRANSPORTE destacó que, en caso de darse una congestión no prevista, ésta se debería a una incorrecta previsión de la demanda, debido a la no construcción de uno de los cuatro ciclos combinados de la zona o el descenso en el número de clientes previstos.¹⁶⁷ ENAGÁS TRANSPORTE señaló asimismo del contenido del citado informe que la contratación en la planta debía hacerse teniendo en cuenta su capacidad, pero también la demanda de gas en su zona de influencia, otros puntos de entrada y la capacidad de transporte fuera de dicha zona.¹⁶⁸
- (152) En el marco de dicho informe y como respuesta a la petición de información de la CNE sobre los posibles refuerzos que pudiesen solventar la situación de congestión del área Noroeste, ENAGÁS GTS remitió escrito con fecha de 18 de abril de 2007 en el que señaló que el 13 de abril del mismo año había remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio su propuesta de infraestructuras del sistema gasista para el periodo 2008-2016, indicando que una parte de dichas infraestructuras posibilitarían el transporte de gas procedente de la planta de Reganosa y no consumido a nivel local.¹⁶⁹
- (153) La CNE afirmó que la incorporación de estas infraestructuras propuestas por ENAGÁS GTS *“resolvería en el largo plazo, no sólo la posible congestión ligada a la actual capacidad de regasificación de REGANOSA, sino que duplicaría la capacidad de producción REGANOSA, transportando ese gas hacia el centro de la Península”*.¹⁷⁰ Sin embargo, esta solución no estaría operativa antes de 4 años y la puesta en marcha de la planta de regasificación era inminente, señalando asimismo ENAGÁS que la planta de MUGARDOS resultaba necesaria para

¹⁶⁶ Anexo 32 de la denuncia (folio 1449).

¹⁶⁷ Apéndice ETSAU_8.2a de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3676).

¹⁶⁸ Apéndice ETSAU_8.2a de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3672).

¹⁶⁹ Entre estas infraestructuras se encontraba la conexión de la zona Noroeste con la zona centro a través de los gasoductos Guitiriz-Ponferrada, Ponferrada-Zamora y Zamora-Algete.

¹⁷⁰ Anexo 29 de la denuncia (folio 1413).

atender la demanda de los tres ciclos combinados que estaba previsto que entraran en funcionamiento ese mismo año 2007.¹⁷¹

- (154) Ante esta circunstancia, el informe de 14 de junio de 2007 citaba la necesidad de elaboración por parte de ENAGÁS GTS de un procedimiento de gestión de congestiones genérico para los casos en los que ésta no pudiera solucionarse con la paralización de la contratación en los puntos de entrada al sistema.¹⁷² En atención a esta petición, ENAGÁS GTS elaboró el “*Procedimiento operativo para la gestión de la congestión del tramo noroeste en el sistema gasista*”,¹⁷³ el cual contemplaba la posibilidad, en caso de necesidad, de enviar a otras plantas el gas que no pudiera descargarse en Mugarodos, previa declaración de SOE y con reconocimiento comercial en Mugarodos, así como la reducción del volumen de gas introducido a través de las entradas del sistema en dicha zona.¹⁷⁴
- (155) Entre los años 2007 y 2010 ENAGÁS GTS emitió una serie de informes de viabilidad, condicionando las contrataciones realizadas en la planta de Mugarodos.¹⁷⁵
- (156) El procedimiento de gestión de congestiones del área noroeste es sustancialmente similar al procedimiento de gestión de congestiones elaborado por ENAGÁS GTS para el caso del Eje del Levante. Este hecho también ha sido puesto de manifiesto tanto por ENAGÁS TRANSPORTE como por ENAGÁS GTS, que afirmaron que las medidas adoptadas en el caso de la congestión de la zona noroeste fueron equivalentes a las adoptadas en el área del Levante, estableciéndose dos procedimientos de gestión de congestiones idénticos.¹⁷⁶
- (157) El 7 de junio de 2011, en una reunión del Grupo de Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, desde la CNE se preguntó si no debería revisarse o eliminarse el procedimiento de gestión de congestiones del área noroeste.¹⁷⁷ Finalmente, dicho procedimiento fue eliminado en 2011.¹⁷⁸

4.3.2. Las viabilidades condicionadas

- (158) Suprimido el procedimiento operativo especial en 2011, REGANOSA afirma en su denuncia que, entre los años 2010 y 2014 el GTS condicionó entre 150 y 200

¹⁷¹ Anexo 29 de la denuncia (folio 1413).

¹⁷² Apéndice ETSAU_8.2a de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3680).

¹⁷³ Apéndice ETSAU_8.2b de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 3683-3691).

¹⁷⁴ Estas entradas serían la planta de Mugarodos y la conexión internacional con Portugal por Tuy.

¹⁷⁵ Anexos 33, 34, 35 y 37 de la denuncia (folios 1451, 1453-1454, 1455-1456 y 1460-1461, respectivamente).

¹⁷⁶ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4422).

¹⁷⁷ Anexo 3 de la denuncia (folio 166).

¹⁷⁸ Anexo 38 de la denuncia (folio 1465).

contratos de acceso solicitados a la existencia de un consumo de las centrales térmicas de ciclo combinado en Galicia.¹⁷⁹

- (159) De acuerdo con la información aportada por ENAGÁS,¹⁸⁰ en 2014¹⁸¹ se recibieron entre 150 y 200 solicitudes de contratación por parte de REGANOSA, de las cuales, entre un 25-35% fueron evaluadas por ENAGÁS GTS como “viables con condiciones”. En el caso de las solicitudes remitidas por el resto de los agentes del mercado, sin tener en cuenta las solicitudes de acceso remitidas por REGANOSA, el porcentaje de viabilidades condicionadas remitidas por ENAGÁS GTS fue el mismo.¹⁸²
- (160) Considerando los diferentes servicios contratados, en el caso del servicio de “*acceso al Punto Virtual de Balance (PVB) desde la red de transporte*”, el porcentaje de viabilidades condicionadas registradas por REGANOSA fue aproximadamente la mitad del porcentaje registrado para el resto de los agentes que solicitaron este servicio en 2014. En la contratación del resto de servicios durante 2014, el porcentaje de viabilidades condicionadas emitidas por ENAGÁS GTS en el caso de REGANOSA fue similar al porcentaje de viabilidades condicionadas emitidas para el resto de los agentes del sistema, con la excepción del servicio “*Salida del PVB a un consumidor*”, para el cual REGANOSA registró un porcentaje de viabilidades condicionadas superior al del resto de agentes que solicitaron dicho servicio en 2014.
- (161) Durante el año 2015, REGANOSA registró un porcentaje de viabilidades condicionadas inferior al 10% del total de solicitudes remitidas. Para el resto de los agentes del sistema, teniendo en cuenta únicamente los servicios contratados por REGANOSA,¹⁸³ este porcentaje asciende a más del doble del porcentaje registrado para REGANOSA.

¹⁷⁹ Párrafo 33 de la denuncia (folio 18).

¹⁸⁰ Apéndices GTS_25.1, GTS_25.2 y GTS_25.3 de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios confidenciales 4040 a 4042).

¹⁸¹ De acuerdo con la denuncia presentada por REGANOSA, en 2014 se registraron el mayor número de viabilidades condicionadas del periodo 2011-20115.

¹⁸² Las solicitudes de contratación de capacidad remitidas por REGANOSA al GTS durante el año 2014 incluían los siguientes tipos de servicios, que son los considerados para realizar la comparativa con el resto de los agentes del sistema en relación con las viabilidades emitidas por el GTS: acceso al PVB desde la red de transporte, carga de buques, carga de cisternas, puesta en frío, regasificación o salida del PVB a un consumidor. Analizados los datos pormenorizadamente para cada uno de estos servicios, sólo en el caso de contratación del servicio de “Salida del PVB a un consumidor”, REGANOSA registró un porcentaje de viabilidades condicionadas superior al del resto de agentes que solicitaron dicho servicio en 2014.

¹⁸³ En 2015 REGANOSA remitió solicitudes de contratación para los servicios de acceso al PVB desde la Red de Transporte: puesta en frío, regasificación y salida del PVB a un consumidor.

4.3.3. Los documentos de Rangos Admisibles: las áreas de limitación del sistema, el sentido del flujo de gas en la estación de compresión de Zamora y la información compartida por el GTS

- (162) REGANOSA destaca en su denuncia que, si bien la red de transporte del sistema gasista español constituye un único Punto Virtual de Balance (PVB) en virtud del Real Decreto 948/2015, ENAGÁS GTS incluye en sus documentos de Rangos Admisibles una delimitación del sistema por áreas (incluyendo un área de limitación Noroeste) que, en su opinión, emplea como justificación para condicionar las contrataciones de capacidad en la planta de Mugaros.¹⁸⁴
- (163) En relación con las denominadas áreas de limitación, hasta 2015 la contratación de entrada a la red de transporte estaba vinculada a la salida de la red de transporte, lo que dio lugar a la delimitación del sistema en cinco zonas, dentro de las cuales no existían restricciones físicas al movimiento de gas. Sí se contemplaba la posibilidad de que hubiera ciertas limitaciones en caso de movimientos de gas entre dos zonas, de forma que la contratación estaba supeditada a la emisión de una serie de viabilidades, tanto del GTS como del titular del punto de entrada al sistema.
- (164) El Real Decreto 948/2015 instauró un modelo de contratación de entradas al sistema de transporte independiente de las salidas de este, de forma que todo el sistema de transporte quedaba configurado como un único Punto Virtual de Balance, de forma que los usuarios pueden intercambiar el gas introducido en el PVB sin ninguna restricción.
- (165) Si bien la entrada en vigor del Real Decreto 948/2015 supuso la eliminación de las cinco zonas, el GTS realizó una serie de análisis con objeto de identificar las potenciales áreas de limitación del sistema. En virtud de este análisis, ENAGÁS GTS determinó la existencia de una elevada sobrecapacidad de entrada y una elevada transportabilidad que, sin embargo, no evitaban que se dieran tres potenciales áreas de limitación: área del Mediterráneo, área del Valle del Ebro y área Noroeste. En este último caso, se consideran entradas en dicha área la planta de regasificación de Mugaros y la conexión internacional con Portugal por Tuy. Las conexiones del área Noroeste con el resto del sistema tienen lugar a través de la estación de compresión de Zamora y la válvula de Llanera.¹⁸⁵

¹⁸⁴ ENAGÁS GTS elabora los denominados documentos de Rangos Admisibles, con información sobre las capacidades del sistema, limitaciones derivadas del transporte, de las plantas de regasificación y entradas máximas al sistema, todo ello en base a lo dispuesto en el Protocolo de Detalle PD-09 de “Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema” aprobado por resolución de la DGPEM el 20 de Abril de 2007.

¹⁸⁵ En el estudio de las limitaciones del área noroeste habría que tener en cuenta que la demanda máxima que se puede cubrir, sin considerar las entradas del sistema, vendrá determinada por el máximo transportables a través de la estación de compresión de Zamora y la válvula de Llanera, de forma que demandas superiores a dicho caudal se suministrarían a través de las entradas del

- (166) Para poder rebatir las decisiones tomadas por ENAGÁS GTS desde un punto de vista de la gestión más eficiente del sistema (y, en particular, el contenido de los documentos de Rangos Admisibles), REGANOSA desarrolló su propia herramienta de simulación del sistema (*Ganeso*).¹⁸⁶ REGANOSA hizo constar en su denuncia que a medida que sus simulaciones ponían de manifiesto la posibilidad de invertir el flujo en el eje Ruta de la Plata, que normalmente transporta gas en sentido sur-norte, y así se lo hace saber a ENAGÁS GTS, los documentos de Rangos Admisibles reflejaron la posibilidad de emitir gas desde la estación de compresión de Zamora procedente de la zona noroeste, aumentando así la capacidad de emisión de la planta de Mugarodos.
- (167) REGANOSA envió comentarios al documento de rangos admisibles para el año 2013, en el que ENAGÁS GTS consideró un saldo neto importador en la zona noroeste. Las simulaciones realizadas por REGANOSA mostraban un saldo neto que podría ser tanto exportador como importador en función de los escenarios de demanda considerados.¹⁸⁷ El documento de rangos admisibles para el año 2013 mostró finalmente la posibilidad de emitir gas desde la zona noroeste, al tener saldo exportador.¹⁸⁸
- (168) Respecto al flujo y sentido del gas en su paso por la estación de compresión de Zamora, REGANOSA afirma que, dado que, de acuerdo con el criterio seguido por ENAGÁS GTS, el gas debía ser transportado preferiblemente de sur a norte a través del gasoducto Ruta de la plata, la oferta de capacidad de la planta de REGANOSA quedaría limitada a la demanda absorbida por la zona noroeste.¹⁸⁹
- (169) A este respecto ENAGÁS GTS indica que el gasoducto *denominado "Ruta de la Plata"* tiene un funcionamiento reversible, permitiendo el flujo de gas en ambos sentidos en función de los volúmenes de gas excedentarios o deficitarios en cada zona y en función de las presiones.¹⁹⁰ De esta forma, de acuerdo a las afirmaciones de ENAGÁS GTS, en condiciones normales, la limitación al flujo de gas en sentido norte-sur vendría dada por la disponibilidad de gas en la zona Noroeste, pues existe suficiente capacidad de transporte para evacuar el excedente de producción de la planta de Mugarodos y el procedente de la conexión internacional por Tuy a través de la estación de compresión de Zamora hacia el sur o el este, una vez se haya satisfecho la demanda del área Noroeste.¹⁹¹

área. Por otro lado, en el estudio de las congestiones de dicha área, habría que considerar que la máxima capacidad de producción del área Noroeste no podrá ser superior a la demanda de la zona más el caudal transportable a través de la estación de compresión de Zamora y la válvula de Llanera.

¹⁸⁶ Párrafo 34 de la denuncia (folio 18).

¹⁸⁷ Anexo 43 de la denuncia (folios 1.483 – 1.491).

¹⁸⁸ Anexo 4 de la denuncia (folios 258-263).

¹⁸⁹ Párrafo 22 de la denuncia (folio 15).

¹⁹⁰ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.365).

¹⁹¹ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.367).

- (170) Así, por ejemplo, la demanda para usos eléctricos prevista para los meses de junio y julio de 2012 era superior a la demanda prevista para estos mismos meses en el año 2013, por lo que sería necesario en este último caso una mayor capacidad de transporte desde el área Noroeste al resto del sistema, permitiéndose la evacuación de gas desde dicha área a través de la estación de compresión de Zamora. Dicha situación no podría darse en los meses de junio y julio de 2012 por ser la demanda superior, de forma que no sólo no podría transportarse gas fuera de la zona Noroeste, sino que se requerirían aportes de gas desde el nudo de Llanera.¹⁹²
- (171) De acuerdo con los datos facilitados por ENAGÁS,¹⁹³ entre los meses de septiembre de 2015 y septiembre de 2020, las condiciones de presión que posibilitaban un flujo de gas en sentido sur-norte a través de la estación de compresión de Zamora se habían dado entre un (5 -15%) de las horas en las que se había registrado caudal a través de dicha estación de compresión.¹⁹⁴
- (172) Respecto al sentido del flujo de gas en la estación de compresión de Zamora, la Dirección de Energía de la CNMC destacó la evolución en el desarrollo de las infraestructuras del sistema gasista, lo cual ha dado lugar a una configuración en la que el flujo natural del gas en la red se desplazaría desde las zonas sur y este de la península hacia las zonas centro y norte de la misma.¹⁹⁵ De esta forma, con el diseño actual, podría no estar garantizada la evacuación de la capacidad nominal de producción de la planta de Mugardos, siendo éste el motivo por el que se puso de manifiesto que la capacidad de regasificación de Mugardos se limitaría a la atención a la demanda local y que era necesario un mejor análisis de la ubicación de sus instalaciones, dado que la zona noroeste no se diseñó para la evacuación del gas desde esta zona al sur y centro de la península, sino en sentido contrario.¹⁹⁶
- (173) REGANOSA pone de manifiesto en su denuncia que ENAGÁS GTS redujo a partir de 2012 y de forma progresiva, la información publicada, dificultando la

¹⁹² Situación reflejada en los documentos de Rangos Admisibles para los años 2012 y 2013. Anexo 2.1 de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.369).

¹⁹³ Apéndice GTS_7c de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio confidencial 3.591).

¹⁹⁴ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.367 – 4.371).

¹⁹⁵ El sistema comenzó a desarrollarse con la planta de regasificación de Barcelona y la red de transporte y distribución en su zona de influencia en la década de 1970. Posteriormente, la red se diseñó y construyó para el suministro de gas procedente de El Magreb, con entrada por el sur de la península, donde los gasoductos tienen mayores diámetros, hacia el norte, donde los gasoductos son de menor tamaño y ajustados a la demanda esperada de su zona de influencia. Contestación de la Dirección de Energía de la CNMC de fecha 24 de junio de 2021 (folios 7.105 – 7.106).

¹⁹⁶ Remisión de información de la Dirección de Energía de la CNMC (folio 7.109).

simulación de escenarios por parte de REGANOSA y la posibilidad de rebatir desde un punto de vista técnico los datos y decisiones de ENAGÁS GTS.¹⁹⁷

- (174) En relación con la información publicada por ENAGÁS GTS, ésta afirma que publica la información que le permite revelar el marco normativo. En cuanto a la utilidad de los datos publicados para la realización de simulaciones del sistema gasista,¹⁹⁸ ENAGÁS GTS afirma que la información que pone a disposición de los agentes es insuficiente para realizar simulaciones a nivel nacional en su conjunto, ya que para eso todos los TSO deberían disponer de los datos del resto de TSO.¹⁹⁹
- (175) Por otro lado, únicamente ENAGÁS GTS tiene acceso a determinada información, como el tipo y consumo de cada cliente, determinada información comercial o los datos sobre predicciones de la demanda, de forma que ningún TSO podría replicar los cálculos exactos de funcionamiento del sistema.
- (176) ENAGÁS GTS afirma que la información puesta a disposición de ENAGÁS TRANSPORTE es la misma que la que se ofrece a cualquier otro TSO y REGANOSA no ha puesto de manifiesto la negativa del GTS a proporcionar los datos requeridos, cuando así lo hubiera solicitado. En este sentido, según indica el GTS, ningún otro TSO, a excepción de REGANOSA, ha solicitado información de las simulaciones realizadas por ENAGÁS GTS.²⁰⁰
- (177) REGANOSA destaca asimismo el hecho de que el documento “*Rangos Admisibles 2020-2035*”²⁰¹ no incluye los efectos que la Planta de El Musel tendría sobre las emisiones de la planta de Mugardos, teniendo en cuenta que su puesta en marcha afectaría al área de limitación noroeste del sistema. A este respecto, ENAGÁS GTS señaló en contestación a un requerimiento de información que la planta de El Musel no se incluía por la elevada incertidumbre sobre su puesta en marcha, pues en caso de que el actual MITERD considerase necesario poner en marcha la planta, ésta quedaría incluida en los documentos de rangos admisibles, con la capacidad de regasificación que correspondiese.²⁰²

¹⁹⁷ Párrafo 199 de la denuncia (folio 77) y contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folios 1.952 – 1.954).

¹⁹⁸ Anexo 2.1 de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.329 – 4.335).

¹⁹⁹ Trazados, cotas, diámetros, rugosidades, información de redes secundarias, curvas de las estaciones de compresión, demanda en cada nodo del sistema, información comercial prevista, datos de operadores adyacentes, mantenimiento de instalaciones, suficiente muestra histórica real que permita calibrar los simuladores, entre otros.

²⁰⁰ ENAGÁS TRANSPORTE sí habría solicitado la realización de análisis técnicos, pero no ha requeridos los datos para la realización de sus propias simulaciones.

²⁰¹ Documento “Rangos Admisibles”; periodo 2020-2035 (folios 8.233 – 8.308).

²⁰² Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.373).

4.3.4. La exportación de gas a través de la conexión internacional con Portugal por Tuy

- (178) La denuncia presentada por REGANOSA hace referencia a una negativa reiterada e injustificada por parte de ENAGÁS GTS a exportar gas desde España a Portugal a través de la conexión internacional por Tuy.²⁰³
- (179) El reparto de capacidad entre las conexiones físicas con Portugal queda determinado en el denominado Split de flujos de Acuerdo de Interconexión, definido en el documento “*Acuerdo de Interconexión VIP Ibérico*”,²⁰⁴ debiendo el GTS garantizar las condiciones adecuadas de presión, temperatura y caudal en las importaciones y exportaciones, no sólo atendiendo a las nominaciones de los usuarios, sino al valor del Split acordado.
- (180) ENAGÁS GTS afirma que, habiendo suficiente emisión de gas desde la planta de Mugaros, es fácil exportar gas por la conexión internacional de Tuy, si bien, de forma general, esta situación no se ha dado en los últimos años.²⁰⁵
- (181) También indica ENAGÁS GTS que, dado el aumento del volumen de GNL que estaba llegando a las terminales españolas en el último año (2020), se acordó con el operador portugués el transporte de gas a través de la interconexión por Tuy en aquellas situaciones en las que la producción de la planta de Mugaros era superior a la demanda de la zona más la capacidad de evacuación por la estación de compresión de Zamora.²⁰⁶
- (182) El análisis realizado de forma conjunta entre REGANOSA y ENAGÁS GTS en relación al documento de Rangos Admisibles para el año 2013 incluye una mención a las exportaciones de gas a Portugal, a través de la conexión internacional por Tuy.²⁰⁷ Asimismo, en el seno del Grupo de Trabajo anteriormente mencionado, en el proceso de conclusiones se consideró la exportación de gas por la conexión internacional con Portugal por Tuy,

²⁰³ Anexo 49 de la denuncia (folios 1.692 – 1.695).

²⁰⁴ Apéndice GTS_26a de la contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios confidenciales 4.043 a 4.139).

²⁰⁵ En el momento en que se negoció el último Acuerdo de Interconexión del VIP Ibérico, en febrero de 2017, la zona Noroeste era un área deficitaria por la escasez de descargas en Mugaros, siendo frecuente la solicitud de Enagás GTS a REN de entregas de gas por Tuy en sentido Portugal-España con reposición de cantidades equivalentes por Badajoz al sistema portugués, lo que llevó a priorizar la exportación por Badajoz frente a Tuy.

²⁰⁶ En mucha de esas ocasiones, al no existir una nominación neta en sentido exportación a Portugal o no ser esta nominación suficiente, se habría tenido que importar gas a través de la conexión internacional por Badajoz o acumular el saldo en la cuenta de OBA para una posterior recuperación en caso de que no se dieran las condiciones necesarias de presión a ambos lados de la conexión por Badajoz. Anexo 2.1. de la contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folio 4.390).

²⁰⁷ **[CONFIDENCIAL]**. Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio confidencial 2.869).

supeditada a la conclusión de acuerdos con el gestor de la red gasista portuguesa (REN).

- (183) De la información recabada en la inspección en la sede de ENAGÁS, se deduce la existencia de un análisis realizado por el GTS en el año 2018, a petición de REGANOSA, relativo la consideración del uso de la conexión internacional por Tuy.²⁰⁸ El análisis realizado concluye que, para poder considerar un determinado saldo exportador por la conexión internacional por Tuy en sentido España-Portugal, sería necesario una mayor aportación de los medios de producción del área Noroeste (planta de Mugardos) y la presurización de la zona para poder cumplir con la presión mínima de entrega del gas en la conexión. Asimismo, en el citado documento consta la intención de ENAGÁS GTS de incorporar dichas conclusiones al documento de Rangos Admisibles correspondiente al año 2019.

4.3.5. La declaración de Situaciones de Operación Excepcional (SOE)

- (184) En la denuncia, REGANOSA indica que ENAGÁS GTS habría utilizado su capacidad para la declaración de una declaración de Situaciones de Operación Excepcional (SOE) con el fin de favorecer la operativa de las plantas participadas por ENAGÁS TRANSPORTE, o de las que ésta es propietaria, de modo que el GTS habría atendido al propio interés comercial de ENAGÁS y no a la eficiencia técnica del sistema.²⁰⁹
- (185) En caso de declaración de una SOE de nivel cero, el GTS tiene la facultad de desviar los buques metaneros y modificar la terminal de descarga inicialmente prevista.
- (186) Respecto a la declaración de SOE para promover el desvío de buques, ENAGÁS GTS afirma que la declaración de una SOE de nivel cero tendría por objeto, entre otros, evitar la imposibilidad de realizar la carga de cisternas para satisfacer la demanda de redes de distribución, así como evitar la afección a las descargas programadas con posterioridad.²¹⁰
- (187) Entre las situaciones contempladas por ENAGÁS GTS en las que se podría requerir el desvío de buques tras ser concedida la viabilidad de la descarga, se encuentra la imposibilidad de descargar en la planta inicialmente prevista²¹¹ o la

²⁰⁸ Correo electrónico de fecha 27 de diciembre de 2018 en el que se comenta el cuerpo del correo a remitir a REGANOSA comunicando la intención del GTS de incluir los resultados obtenidos en forma de adenda al documento de Rangos Admisibles para el año 2019 (folio 6.070 – 6.071).

²⁰⁹ Anexos 53 a 60 de la denuncia (folios 1.717 – 1.748).

²¹⁰ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folios 4.378 – 4.379).

²¹¹ Por motivos técnicos, ajuste de la fecha de descarga o motivos meteorológicos.

ausencia de descargas en una planta durante un periodo elevado de tiempo, de forma que se ponga en riesgo el nivel de llenado mínimo de los tanques.²¹²

- (188) En el periodo entre 2009 y 2011 se declararon por parte de ENAGÁS GTS ocho SOE relativas a la gestión de las limitaciones del área noroeste, de las cuales cinco suponían el desvío de buques desde otras plantas del sistema a Mugarodos.²¹³ Desde el año 2010 se han publicado 26 notas de operación en base a las cuales se han desviado 34 buques. En ninguno de estos casos se ha desviado un buque de la planta de REGANOSA a otra planta.²¹⁴
- (189) Desde enero de 2018, se han publicado dos notas de operación para el desvío de buques a plantas diferentes de las previstas, previa declaración de SOE de nivel cero. La primera de ellas se publicó en abril de 2018 y supuso el desvío a la planta de Sagunto de un buque con descarga inicialmente prevista en la planta de Barcelona debido a la ausencia de descargas en la planta de Sagunto durante un periodo de tiempo tal que podría generarse una situación de bajas existencias que podría poner en riesgo el nivel de llenado mínimo de los tanques y la temperatura operativa de los equipos. La segunda nota de operación se publicó en marzo de 2019 y supuso el desvío a la planta de Mugarodos de un buque cuya descarga estaba inicialmente prevista en la planta de Bilbao, debido a la imposibilidad de realizar la descarga en la planta inicialmente prevista por coincidir dicha descarga con la realización de tareas de mantenimiento programadas. Datos a septiembre de 2020. En enero de 2021 (ola de frío y reducción de las importaciones por gasoducto) se produjo el desvío de un buque, cuyo destino inicial era Mugarodos, hacia la planta de Bilbao. La operación fue compensada por otra operación en sentido inverso en los días posteriores.

4.3.6. Los saldos por operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS)

- (190) El GTS gestiona las diferencias que se producen entre el gas emitido al sistema y el gas contabilizado a través de las nominaciones de los usuarios (diferencia entre la regasificación física y la regasificación comercial del sistema), de forma que se pueda ajustar la operación real de las instalaciones, permitiendo a las instalaciones operar con cierto grado de desajuste.

²¹² El GTS afirmó que los desvíos no suponen un sobrecoste para el sistema ni tienen repercusión en los usuarios. Tampoco suponen impacto en el balance del comercializador, dado que la descarga se reconoce en la planta inicialmente programada. Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.380).

²¹³ Los motivos que llevaron al GTS a declarar estas situaciones de operación excepcional fueron la necesidad de atender la producción diaria mínima desde la planta de Mugarodos (nota de operación 19 de 2009), el incumplimiento de los criterios establecidos en el plan invernal (nota de operación 5 de 2010), el retraso en la llegada de varios buques a la planta de Mugarodos (nota de operación 35 de 2010) y la falta de aportaciones de GNL en Mugarodos (notas de operación 14 y 29 de 2011). Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.345).

²¹⁴ La planta con más desvíos a su favor ha sido Cartagena, seguida de Barcelona y Mugarodos (18% cada una). Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.380).

- (191) REGANOSA denuncia que el GTS habría realizado una gestión interesada de los saldos por operaciones de balance residual del sistema (saldos por BRS), de forma que, mientras su planta de Mugaros siempre se mantuvo dentro de los límites establecidos por el GTS para este balance residual,²¹⁵ las plantas de las que ENAGÁS TRANSPORTE era propietaria o partícipe incurrieron en desajustes muy superiores, compensando los excesos de unas plantas con los saldos negativos de otras.
- (192) En relación con los BRS, ENAGÁS GTS afirma que este saldo debe mantenerse en un intervalo acotado minimizando este tipo de operaciones, si bien aplica esta regla con flexibilidad,²¹⁶ haciéndose uso de este recurso en determinados supuestos²¹⁷ para el caso de que las operaciones por BRS fueran técnicamente posibles y no produzcan efectos negativos en los agentes implicados.
- (193) El GTS emplea esta herramienta para i) minimizar el impacto comercial a los comercializadores ante situaciones de mantenimiento programado o no programado, ii) adecuar la operación física del conjunto de las instalaciones a las nominaciones confirmadas por los comercializadores y iii) para mantener los niveles mínimos operativos en instalaciones, evitando posibles problemas de seguridad de suministro
- (194) La planta con menores desvíos²¹⁸ en cuanto a los saldos de BRS en el periodo 2016-2019 es la de Bilbao, siendo la planta que registra los mayores desvíos la de Sagunto.²¹⁹
- (195) Sin embargo, si se tienen en cuenta los desvíos tanto positivos como negativos en que incurre cada planta en comparación con la capacidad nominal de regasificación de cada una de ellas, el promedio de desvíos en que incurrió la planta de Mugaros en el periodo comprendido entre 2016 y 2019 la convierte en una de las plantas con mayor volumen de desvíos en términos relativos. Asimismo, entre 2016 y 2019 la planta de Mugaros fue una de las plantas con mayores saldos por operaciones BRS en relación con el volumen medio regasificado en planta. Esta afirmación responde al cálculo del ratio entre el volumen medio regasificado por cada planta,²²⁰ y el valor medio de las

²¹⁵ Párrafos 210 a 218 de la denuncia (folios 82-85).

²¹⁶ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 4.381).

²¹⁷ La gestión de desvíos de buques para su descarga en plantas diferentes a la inicialmente prevista; posibilitar consignas de producción iguales o superiores al mínimo técnico de la planta, aunque las nominaciones confirmadas a los usuarios sean inferiores a este mínimo técnico; garantizar las descargas programadas en el horizonte de programación vinculante o gestionar el nivel de existencias en los tanques hasta la próxima descarga programada.

²¹⁸ Se entiende por desvío la diferencia entre el gas nominado y el gas finalmente regasificado.

²¹⁹ Información aportada por REGANOSA y ENAGÁS.

²²⁰ Valores indicados en los informes del Sistema Gasista Español publicados por ENAGÁS GTS (folios 7.637 – 8.222).

desviaciones (en valor absoluto) registradas por las diferentes plantas de regasificación (media diaria para cada año).²²¹

- (196) Se muestran a continuación los valores de las desviaciones (promedio diario para cada año indicado), tanto positivas como negativas en que incurrieron las plantas de regasificación del sistema gasista español en el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2016 y el 31 de diciembre de 2019. Se incluye, asimismo, para facilitar la valoración de estos datos en términos relativos, el valor de producción media diaria de cada una de dichas plantas (GWh/d).

Tabla 2. Saldos por operaciones BRS

DESVIACIÓN, PRODUCCIÓN MEDIA (GWh/d) Y RATIOS	AÑO	PLANTA DE REGASIFICACIÓN					
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Mugarodos	Sagunto
PROMEDIO DESVIACIÓN	2016	27	20	25	7	30	9
PRODUCCIÓN MEDIA		100	31	108	48	37	95
RATIO		27%	65%	23%	14%	80%	10%
PROMEDIO DESVIACIÓN	2017	70	29	61	36	58	47
PRODUCCIÓN MEDIA		164	26	133	82	32	59
RATIO		43%	112%	46%	44%	182%	80%
PROMEDIO DESVIACIÓN	2018	221	226	267	89	156	285
PRODUCCIÓN MEDIA		151	24	126	89	34	7
RATIO		147%	941%	212%	100%	459%	4072%
PROMEDIO DESVIACIÓN	2019	341	187	332	274	242	457
PRODUCCIÓN MEDIA		172	57	151	176	40	64
RATIO		198%	329%	220%	155%	606%	714%

Fuente: elaboración propia a partir de los datos facilitados por REGANOSA²²² y los datos obtenidos del informe anual del Sistema Gasista, publicado por ENAGÁS GTS y disponible en su página web.

4.4. Sobre el funcionamiento del sistema gasista

- (197) Con respecto a las posibles situaciones de congestión, ENAGÁS GTS afirma que, respecto al funcionamiento del sistema, en el caso del área noroeste, la congestión en la planta de Mugarodos alcanzaría valores de entre un 5% y un 20% de la capacidad nominal de dicha planta y se daría con niveles bajos de demanda (no se darían situaciones de congestión en situaciones de demanda elevada).²²³ La gestión de estas congestiones se basaría, de acuerdo con las

²²¹ Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 3.196).

²²² Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 3.196).

²²³ En el caso del área del Valle del Ebro, se da una congestión en la planta de Bilbao de aproximadamente el 5% de su capacidad nominal en escenarios de baja demanda. En el caso del área el Levante, la congestión en las plantas de Barcelona, Sagunto y Cartagena sería del

afirmaciones del GTS, en mecanismos de gestión de demanda y oferta que mitiguen posibles problemas de seguridad de suministro *ex ante*.²²⁴

- (198) ENAGÁS GTS resalta la idea de que la situación más habitual en la zona Noroeste en los últimos años era la de falta de gas en la planta de Mugardos, junto a la imposibilidad técnica de transportar la cantidad suficiente de gas desde el resto del sistema hacia la zona noroeste.²²⁵
- (199) En esta línea se pronunció la DGPEM del MITERD, señalando que los problemas de congestión en el área noroeste surgidos hasta la entrada en operación comercial de los ciclos combinados de la zona noroeste en septiembre de 2007, se debieron tanto a la falta de capacidad de transporte como a la incapacidad de la demanda de la zona para absorber el gas producido en Mugardos.²²⁶ La DGPEM del MITERD ha destacado asimismo que, salvo esta incidencia, la mayor parte de los incidentes ocurridos en relación con la operación de la planta de Mugardos se han debido a la falta de gas en dicha planta.²²⁷
- (200) ENAGÁS GTS no calificó la situación de congestión física del área noroeste como estructural, sino como una situación que emerge cuando se dan ciertos condicionantes climatológicos, del mercado eléctrico, del sistema portugués y de funcionamiento de la planta de Mugardos.²²⁸
- (201) De acuerdo a las afirmaciones del GTS, en el periodo entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de marzo de 2020 *“hubieran sido necesarias producciones superiores de acuerdo a la última nominación en la planta de Mugardos en 102 ocasiones (12% de los días) de 821 días analizados en este periodo”*.²²⁹ Cabe destacar además que esta situación de congestión definida en el **párrafo (52)**, no suponen un riesgo para el suministro, siempre que la demanda de gas del resto del sistema pueda ser atendida por otros medios.²³⁰
- (202) ENAGÁS GTS también ha destacado que, desde la entrada en funcionamiento del TVB en abril de 2020,²³¹ no se ha vuelto a producir la limitación señalada, ya que el GTS puede decidir dónde se realiza la regasificación. Asimismo, la

40% en escenarios estivales (baja demanda), del 25% en escenarios invernales y del 5% en escenarios de demanda punta. Contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha 8 de septiembre de 2020 (folio 3.328).

²²⁴ Aplicación de peajes interrumpibles, reducción de nominaciones por parte de los agentes, realización de operaciones por saldos de Balance Residual del Sistema (BRS).

²²⁵ Contestación a un requerimiento de información (folio 4.343).

²²⁶ De esta forma, los mayores problemas tendrían lugar en la temporada estival, ya que en los meses de invierno el consumo de los ciclos combinados de la zona evitaba el transporte de gas fuera de la zona Noroeste.

²²⁷ Contestación de la DGPEM a un requerimiento de información (folios 5.566 – 5567).

²²⁸ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3.321).

²²⁹ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3.319).

²³⁰ Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (folio 3.321).

²³¹ El 1 de abril de 2020 entró en vigor el denominado Tanque Virtual de Balance (TVB), de acuerdo con lo previsto en la Circular 8/2019.

Circular 8/2019 de la CNMC, establece en su artículo 21 que será el GTS, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, el encargado de desarrollar *“un procedimiento para determinar la capacidad firme a ofertar en las instalaciones, cuyos objetivos serán la maximización de la capacidad disponible y la optimización de la gestión técnica del sistema, priorizando en todo momento la seguridad de suministro”*.

- (203) Este precepto establece que el procedimiento de cálculo de la capacidad a ofertar en el caso de plantas de regasificación *“incluira también la determinación de las posibles condiciones de contratación mínima de capacidad para el servicio de descarga de buques (slots), que fuera necesaria para minimizar la aparición de restricciones en la red de transporte y asegurar la carga de cisternas con destino a plantas satélite de GNL conectadas a una red de distribución. A su vez, el Gestor Técnico del Sistema hará sus mejores esfuerzos para cumplir el mínimo técnico de utilización de todas las plantas de regasificación”*.
- (204) Por su parte, el artículo 23.4 de la Circular 8/2019 establece que *“En los procedimientos de asignación de slots de descarga de buques de periodicidad mensual, si para alguno de los dos primeros meses ofertados no se cumplen los requerimientos de contratación mínima de slots, en su caso, se ofertará a los usuarios la posibilidad de modificar voluntariamente la localización de los slots reservados a las plantas para las que se determinen requisitos de contratación mínima, sin que ello suponga un coste adicional para ellos. Si, tras ello, siguieran sin cumplirse los requerimientos de contratación mínima de slots, se aplicará un mecanismo de mercado (subasta) que permita alcanzar la contratación mínima requerida, en el que participarán todos los usuarios con slots reservados en los meses afectados”*.
- (205) Estas medidas relacionadas con la determinación de slots mínimos garantizarían la llegada de buques a la planta de Mugaridos, tal y como ha ocurrido en atención a las cifras de descargas de buques de GNL en las plantas de regasificación del sistema gasista español entre los años 2015 y 2020.²³²
- (206) En esta línea se pronunció también la Dirección de Energía de la CNMC, la cual señaló que las modificaciones introducidas por el modelo de tanque único (y la mayor facilidad para realizar operaciones de compraventa de gas), las consignas de regasificación realizadas por el GTS y una mayor homogeneidad en la contratación y uso de las plantas de regasificación han solventado gran parte de los problemas asociados a la gestión de la evacuación desde la planta de REGANOSA en Mugaridos.²³³
- (207) REGANOSA destacó en su denuncia la progresiva transformación de la planta de Mugaridos en una planta mono-cliente, derivada de la reducción de la contratación por parte del resto de clientes, lo cual habría provocado que una

²³² Contestación de ENAGÁS a un requerimiento de información (Folios 3.406 – 3.503).

²³³ Remisión de información de la Dirección de Energía de 2020 (folio 7.111).

serie clientes con importante actividad hubieran dejado de contratar capacidad de regasificación en su planta.²³⁴ Sin embargo, las empresas comercializadoras consultadas no han indicado motivos relacionados con la posible congestión del área noroeste o con los condicionantes impuestos por el GTS para no realizar o dejar de realizar descargas de buques en la planta de Mugaros,²³⁵ señalando una serie de criterios diferentes a los alegados por REGANOSA en su denuncia.

- (208) Por otro lado, de acuerdo con los datos publicados por ENAGÁS en su informe sobre el Sistema Gasista Español (informe 2020),²³⁶ las entradas al sistema gasista a través de las plantas de regasificación se han reducido un 4%.²³⁷ Sin embargo, las plantas de Cartagena y Mugaros incrementaron el volumen de gas regasificado en 2020 un 84,4% y un 60,3%, respectivamente, respecto al año 2019.
- (209) En el año 2020 se produjeron un total de 238 descargas de buques de GNL en las plantas de regasificación del sistema gasista español, frente a las 260 descargas que se produjeron en el año 2019. Únicamente en las plantas de Cartagena y Mugaros se incrementó el número de descargas en 2020 respecto al año 2019.²³⁸ Así, mientras las entradas de GNL en el sistema gasista español se redujeron un 4% en 2020 respecto al año 2019, en el caso de la planta de Mugaros, el volumen descargado se incrementó un 48%.²³⁹
- (210) Se muestran a continuación los datos relativos al número de descargas de buques de GNL en las plantas de regasificación del sistema gasista español (Tabla 2) así como el volumen de gas (GWh) correspondiente a dichas descargas (Tabla 3):

Tabla 3 Número de descargas de buques GNL en el sistema gasista español

NÚMERO DE DESCARGAS DE BUQUES DE GNL							
AÑO	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugaros	TOTAL
2015	53	42	18	25	45	20	203
2016	44	46	13	21	51	15	190
2017	74	57	13	33	27	12	216
2018	73	51	15	35	5	13	192
2019	69	59	23	66	23	20	260

²³⁴ Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folio 4.478).

²³⁵ Escritos remitidos por diversos agentes comercializadores del mercado de gas en España a requerimientos de información (folios 5.051 – 5.298).

²³⁶ Informe El Sistema Gasista Español; año 2020 (folios 8.148 – 8.222).

²³⁷ Los mayores descensos en el volumen regasificado correspondieron a las plantas de Barcelona y Sagunto, con un 26,9% y un 16,5% menos de volumen de gas regasificado.

²³⁸ En concreto, en Mugaros se descargaron un total de 22 buques, frente a las 20 descargas registradas en 2019. La evolución en el número de descargas ha sido decreciente durante los años 2015, 2016 y hasta el tercer trimestre de 2017, momento en que se recuperó una tendencia creciente (y más inestable) de crecimiento en el número de descargas.

²³⁹ Informe del Sistema Gasista Español; año 2020 (folios 8.148 – 8.222).

2020	48	53	36	58	21	22	238
------	----	----	----	----	----	----	-----

Fuente: Informes del Sistema Gasista Español, publicados por ENAGÁS GTS.

Tabla 4. Volumen de GNL descargado en el sistema gasista español (GWh)

APROVISIONAMIENTO EN FORMA DE GNL EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL (GWh)							
AÑO	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugarodos	TOTAL
2015	36.899	33.143	15.059	22.914	27.826	16.520	152.361
2016	36.022	38.687	11.837	18.006	34.998	13.664	153.214
2017	61.421	50.188	9.379	30.284	21.167	11.504	183.943
2018	60.235	47.156	11.072	32.298	3.279	12.943	166.983
2019	62.127	55.564	19.984	64.286	23.644	14.874	240.479
2020	46.457	49.406	34.643	58.430	20.268	22.056	231.260

Fuente: Informes del Sistema Gasista Español, publicados por ENAGÁS GTS.

- (211) En cuanto al grado de utilización de las plantas de regasificación, considerando la relación entre el volumen medio regasificado diario y la capacidad nominal de regasificación diaria de cada planta, la planta de Mugarodos es la segunda planta con mayor ratio de utilización, con un 49% en 2020.²⁴⁰ A este respecto se pronunció la DGPEM del MITERD, afirmando que “*El nivel de utilización de las plantas en los años siguientes no mejoró, a continuación, se muestran los datos del año 2020, donde se puede comprobar que la **planta de Mugarodos** es la de menor producción en cifras absolutas después de la de Sagunto, aunque es la segunda en cuanto al nivel de producción en relación a la capacidad disponible (49,2%). Esto indica que **la capacidad de la planta está acorde con su contratación y que dispone de capacidad ociosa disponible para su contratación***”.²⁴¹
- (212) La Dirección de Energía de la CNMC apunta a un sobredimensionamiento existente en el sistema gasista desde el año 2008 que hace imposible que todas las plantas de regasificación funcionen al 100% de su capacidad, o incluso al 50% en promedio.²⁴²
- (213) Finalmente, la Dirección de Energía de la CNMC destaca que uno de los hechos que más podría haber influido en el uso de las instalaciones o el volumen de gas transaccionado por los usuarios, es la obligación de terminar el día de gas con

²⁴⁰ Sólo superada por la planta de Bilbao, cuyo ratio de utilización se situó en un 71% en 2020.

²⁴¹ Mugarodos fue la tercera planta más utilizada, con un 40% de uso de su capacidad nominal de regasificación. Contestación de la DGPEM de fecha 13 de abril de 2020 al requerimiento de información de fecha 25 de febrero de 2020. Folio 5.554.

²⁴² En este sentido, la Dirección de Energía destacó que hay otras plantas del sistema, como la situada en Cartagena cuyos ratios de funcionamiento se han situado en niveles por debajo de los de Mugarodos. Contestación de la Dirección de Energía de fecha 24 de junio de 2021 (folio 7.107).

un desbalance nulo.²⁴³ Esto ha hecho que los usuarios deban hacer uso, bien de las instalaciones de regasificación o bien de las transacciones en el PVB, para evitar los desbalances.

5. FUNDAMENTOS DE DERECHO

5.1. Competencia para Resolver

- (214) De acuerdo con el artículo 5.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, compete a este organismo “*aplicar lo dispuesto en la Ley 15/2007, de 3 de julio, en materia de conductas que supongan impedir, restringir y falsear la competencia*”. El artículo 20.2 de la misma Ley atribuye al Consejo la función de “*resolver los procedimientos sancionadores previstos en la Ley 15/2007, de 3 de julio*” y, según el artículo 14.1.a) del Estatuto Orgánico de la CNMC aprobado mediante Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, “*la Sala de Competencia conocerá de los asuntos relacionados con la aplicación de la Ley 15/2007, de 3 de julio*”.

5.2. Propuesta del órgano instructor

- (215) El 16 de marzo de 2022, la Dirección de Competencia remitió una propuesta al Consejo de la CNMC. En dicho documento se proponía el archivo de las actuaciones por no acreditación de la conducta prohibida, todo ello con el siguiente tenor literal:

“En atención a lo anterior, de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, se propone la no incoación del procedimiento sancionador, así como el cierre de las actuaciones seguidas como consecuencia de la denuncia presentada por REGANOSA, S.L., contra ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U., ENAGÁS GTS, S.A.U. y de su matriz, ENAGÁS S.A., por considerar que no hay indicios de infracción del artículo 2 de la mencionada LDC ni del artículo 102 del TFUE.”

5.3. Valoración de la Sala de Competencia

- (216) Se analizará a continuación si, de acuerdo con los hechos denunciados, existen indicios suficientes de infracción de la LDC, consistentes en un supuesto abuso de posición de dominio en el mercado de transporte de gas en España por parte de ENAGÁS y sus filiales ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE, prohibido por el artículo 2 de la LDC y el artículo 102 del TFUE, o si por el contrario procede

²⁴³ Los usuarios de la red de transporte, durante el día de gas, deben equilibrar sus entradas y salidas de gas a la red.

acordar la no incoación y el archivo de las actuaciones, de conformidad con la propuesta elevada por la Dirección de Competencia a este Consejo.

5.3.1. Sobre la posición de dominio de ENAGÁS

5.3.1.1. Criterios generales sobre la posición de dominio

- (217) Si bien el artículo 2 de la LDC no define el concepto de posición de dominio, de conformidad con reiterada jurisprudencia europea²⁴⁴, la Comunicación de la Comisión Europea²⁴⁵, así como numerosas resoluciones de esta CNMC y sus predecesoras²⁴⁶, han venido definiendo la posición de dominio como la situación de poder económico en que se encuentra una empresa y que permite a ésta impedir que haya una competencia efectiva en el mercado de referencia, confiriéndole la posibilidad de comportarse con un grado apreciable de independencia frente a sus competidores, sus clientes y, finalmente, los consumidores.
- (218) La posición dominante de un operador vendrá, por tanto, determinada por la facultad de éste de mantener, de forma significativa, un comportamiento independiente respecto de sus fuentes de presión competitiva. Este margen de independencia frente a competidores y clientes no debe ser absoluto, sino que basta con que sea “apreciable” o “considerable”²⁴⁷.
- (219) A la hora de determinar la posición de dominio de una empresa, como ha señalado la citada Comunicación de la Comisión Europea²⁴⁸ “*las cuotas de mercado proporcionan una primera indicación útil para la Comisión en lo que respecta a la estructura del mercado y a la importancia relativa de las distintas empresas activas en el mercado*”. No obstante, también la Comisión Europea ha señalado que no es el único criterio a tener en cuenta y que deben examinarse las condiciones del mercado de referencia, y, en especial, la dinámica del

²⁴⁴ SSTJCE *United Brands c. Comisión* (asunto 27/76, Rec. 1977); *Hoffman – La Roche c. Comisión* (asunto 85/76, Rec. 1979); *Michelin c. Comisión* (asunto 3222/81, Rec- 1983), *Télémarketing* (asunto 311/84, Rec- 1985) y *TeliaSonera Sverige c. Comisión* (asunto 52/09, Rec 2011).

²⁴⁵ Orientaciones sobre las prioridades de control en su aplicación del artículo 82 del Tratado CE a la conducta excluyente abusiva de las empresas dominantes (2009/C 45/02).

²⁴⁶ Resolución de la extinta Comisión Nacional de Competencia (**CNC**) de 22 de febrero de 2011, (expediente S/0180/10 ArcelorMittal), resolución de la CNMC de 21 de enero de 2014 (expediente S/0373/11 CORREOS 2), resolución de la CNMC de 26 de agosto de 2013 (expediente S/0360/11 AGEDI), resolución de la CNMC, de 8 de junio de 2017 (expediente S/DC/0557/15 Nokia), resolución de la CNMC, de 21 de noviembre de 2017 (expediente S/DC/0580/16 Criadores de caballos 2) y resolución de la CNMC de 30 de mayo de 2019 (expediente S/DC/0590/16 DAMA VS SGAE).

²⁴⁷ Resolución de la CNC de 17 de marzo de 2011 (Expediente S/0153/09 Mediapro).

²⁴⁸ Apartados 13 y 15 de la Comunicación de la Comisión Europea “Orientaciones sobre las prioridades de control de la Comisión en su aplicación del artículo 82 del Tratado CE a la conducta excluyente abusiva de las empresas dominantes”

mercado. Así, lo ha precisado el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE): “La existencia de una posición dominante es, en general, el resultado de una combinación de diversos factores que, considerados aisladamente, no serían necesariamente decisivos”²⁴⁹.

- (220) Por otra parte, resulta irrelevante que la posición de dominio venga amparada por una disposición normativa, tal y como señala el artículo 2.3 de la LDC. En el mismo sentido, la jurisprudencia comunitaria ha señalado en numerosas ocasiones que la posición originada o favorecida por disposiciones legales o reglamentarias no excluye la aplicación de la normativa del derecho de la competencia relativa a la interdicción del abuso de posición de dominio:²⁵⁰

“La circunstancia de que la inexistencia de competencia o la limitación de ésta en el mercado de que se trata haya sido originada o favorecida por disposiciones legales o reglamentarias, no excluye en modo alguno la aplicación del artículo 86 [actual 102 TFUE], como ha reconocido el Tribunal de Justicia, entre otras, en sus sentencias de 13 de noviembre de 1975, General Motors (26/75, Rec. p. 1367); de 16 de noviembre de 1977, Inno (13/77, <-> Rec. p. 2115), y de 20 de marzo de 1985, Italia/Comisión (41/83, <-> Rec. p. 873).”

- (221) En relación con los sectores regulados, varios precedentes nacionales en los asuntos Céntrica determinaron que la existencia de un privilegio administrativo derivado de la regulación puede dar lugar a una posición de dominio²⁵¹: “La posición de dominio de Endesa Distribución en los mercados locales de distribución en los que se extiende su red es incontestable, constituyendo además una situación estable a medio y largo plazo al amparo de la normativa legal vigente.”
- (222) Sobre las posiciones dominantes de determinados operadores en mercados energéticos regulados, precedentes comunitarios recientes²⁵² han confirmado la posición de dominio de los TSO en el mercado de infraestructuras de transporte de gas sobre la base de la existencia de un monopolio natural en relación con dichas infraestructuras operadas y gestionadas por dicho TSO.

²⁴⁹ STJUE de 6 de diciembre de 2012, *Astrazeneca AB y Astrazeneca plc contra Comisión*.

²⁵⁰ Sentencia 311/24 Centre belge d'études de marché – Télémarketing v CLT, párrafo 16.

²⁵¹ Resoluciones de los expedientes sancionadores de la extinta CNC: 641/08 CENTRICA/ENDESA; 642/08 CENTRICA/UNIÓN FENOSA; 643/08 CENTRICA/ELÉCTRICA DEL VIESGO; 644/08 CENTRICA/IBERDROLA; 645/08 CENTRICA/HIDROCANTÁBRICO. Confirmadas por las Sentencias de la Audiencia Nacional de 26 de mayo de 2011 Rec 03139/2009; de 21 de noviembre de 2012 Rec 03174/2009; de 11 de mayo de 2010 Rec 228/2009; de 17 de mayo de 2012 Rec 3278/2009; de 29 de marzo de 2011 Rec 3477/2009. Y firmes por Sentencias del Tribunal Supremo de 2 de diciembre de 2014 Rec 4619/2011; de 13 de mayo de 2015 Rec 2384/2015; de 25 de noviembre de 2013 Rec 4663/2010; de 10 de junio de 2015 Rec 2688/2012; de 9 de junio de 2014 Rec 3786/2011;

²⁵² Decisión de la Comisión Europea de fecha 17 de marzo de 2018 en el Caso AT.39849 -BEH Gas; Decisión de la Comisión Europea de fecha 6 de marzo de 2020 en el Caso AT.40335 - Romanian gas interconnectors.

5.3.1.2. Aplicación al caso: la posición de dominio de ENAGÁS

- (223) La denuncia formulada por REGANOSA se presentó contra la sociedad ENAGÁS, S.A. y sus filiales, ENAGÁS GTS, S.A.U. y ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., por prácticas supuestamente constitutivas de una infracción del artículo 2 de la LDC y del artículo 102 del TFUE.
- (224) Sin embargo, la posición de dominio de la que pueda disfrutar una determinada empresa se entenderá respecto de los mercados en los que opere la misma, para lo cual hay que tener en cuenta cuál es la entidad económica que opera en dicho mercado. Es necesario, por tanto, determinar previamente si hay indicios de que ENAGÁS y sus matrices, ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE, constituyen una única entidad económica a los efectos de determinar indiciariamente en qué mercado ostentaría dicha empresa una eventual posición de dominio.
- (225) Desde el año 2007 ENAGÁS GTS ejerce sus funciones en régimen de exclusividad y con separación contable y funcional respecto del resto de actividades del grupo ENAGÁS. Asimismo, desde el año 2012, ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE ejercen sus funciones como gestor técnico del sistema y transportista, respectivamente, como entidades societarias independientes, siendo ambas empresas filiales de la matriz ENAGÁS.²⁵³ Cabe destacar además que los directores generales de ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE y, por tanto, sus máximos responsables ejecutivos, son miembros del Comité de Dirección de ENAGÁS, al frente del cual se encuentra el Presidente Ejecutivo del grupo.²⁵⁴
- (226) En relación con la hipotética influencia que la matriz del grupo ENAGÁS pudiera ejercer sobre sus filiales, el artículo 63 de la LSH, en su modificación por la Ley 12/2007, determina que las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se contemplen las medidas necesarias para garantizar la separación de actividades a la que se refiere el citado artículo.
- (227) En obediencia a dicho mandato, ENAGÁS dispone del “*Código Ético del Grupo Enagás*” y del “*Código de Conducta del Gestor Técnico del Sistema*”. En particular, el Código de Conducta tiene por objeto “*garantizar que las funciones de Gestión Técnica del Sistema Gasista español se lleven a cabo con independencia respecto del resto de las actividades del Grupo Enagás*”.²⁵⁵
- (228) Tal y como en él se especifica, el Código de Conducta se aplica a los miembros del Consejo de Administración de ENAGÁS, los miembros del comité de

²⁵³ ENAGÁS es titular del 100% de las acciones de ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE, estando prohibida la transmisión de dichas acciones a terceros (disposición adicional trigésimo-primer de la LSH).

²⁵⁴ <https://www.enagas.es/enagas/es/QuienesSomos/ComiteDireccion>

²⁵⁵ Código de Conducta del Gestor Técnico del Sistema Gasista español (folio 8.226).

Dirección de ENAGÁS, el personal de ENAGÁS GTS y el personal de la matriz ENAGÁS o cualquier otra sociedad del grupo que preste servicios corporativos a ENAGÁS GTS.²⁵⁶

- (229) Asimismo, el Código de Conducta señala que *“Enagás GTS tiene como objeto social exclusivo el desarrollo de las funciones propias de Gestor Técnico del Sistema Gasista español, debiendo garantizarse la efectiva separación funcional de dichas actividades respecto de las actividades desarrolladas por el resto de sociedades del Grupo Enagás, y el cumplimiento de los criterios de independencia legalmente establecidos”*.
- (230) De lo anterior se desprende que, si bien existe una relación societaria que vincula a ENAGÁS con sus filiales, el cumplimiento de las obligaciones establecidas por la regulación sectorial impone, salvo prueba en contrario, la **independencia** en las actuaciones de ENAGÁS GTS respecto del resto de actividades del grupo.
- (231) Asimismo, el informe de supervisión de la aplicación de las medidas de separación funcional de actividades previstas en la LSH a ENAGAS GTS (Expte. INF/DE/026/20) de 29 de septiembre de 2022, por el que el Consejo de la CNMC concluye que, de forma general y sin perjuicio de instar la adopción de medidas adicionales, *“considera razonable la interpretación realizada por la sociedad a los efectos de garantizar que las funciones de gestión técnica del sistema gasista se mantengan independientes del resto de actividades desarrolladas dentro del grupo de sociedades, incluyendo tanto la actividad de transporte como cualquier otra que pudiera desarrollarse y que pudiera resultar incompatible con la gestión técnica del sistema, concluyendo que tal interpretación resulta consistente con la que al respecto ha realizado la CNMC y ajustada a las exigencias de separación funcional de actividades que aplican a ENAGÁS GTS”*..
- (232) Por ello, resulta necesario analizar la existencia de indicios de una supuesta posición de dominio de cada una de las entidades en los posibles mercados afectados directa o indirectamente por las conductas denunciadas.

5.3.1.2.1. Posición de dominio de ENAGÁS GTS, S.A.U.

- (233) En relación con las actividades llevadas a cabo por ENAGÁS GTS como *“responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario”*, teniendo precisamente encomendada la función, entre otras, de *“gestionar todas las instalaciones de la Red Básica del sistema gasista y de transporte secundario”*²⁵⁷, son realizadas en exclusividad bajo un privilegio administrativo derivado de la regulación sectorial sobre la que la jurisprudencia

²⁵⁶ Toda sociedad o departamento del Grupo ENAGÁS que preste algún servicio a ENAGÁS GTS (departamento jurídico o de sistemas de la información) debe firmar un compromiso de confidencialidad. Contestación de ENAGÁS al requerimiento de información de fecha.

²⁵⁷ Artículo 64.1 y 64.3 a) de la LSH.

del Tribunal Supremo estableció que pueden dar lugar a una posición de dominio.²⁵⁸

- (234) Sin embargo, se trata de un mercado regulado que no se desarrolla en régimen de libre competencia por lo que su actividad responde y viene delimitada por un mandato regulatorio.
- (235) Por otro lado, no es posible constatar, a partir de los hechos denunciados, la existencia de indicios de una posición de dominio ostentada por ENAGÁS GTS en el ejercicio de sus funciones relativas a la planificación de infraestructuras del sistema gasista, puesto que no corresponde al GTS la aprobación y elaboración de la planificación en materia de hidrocarburos sino que es competencia del Consejo de Ministros, sin que ni siquiera sus propuestas tengan carácter vinculante.

5.3.1.2.2. Posición de dominio de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

- (236) En lo que respecta al mercado de transporte de gas, la cuota de mercado ostentada por ENAGÁS TRANSPORTE, incluso antes de la firma del Acuerdo Marco de Inversión alcanzado con REGANOSA el 28 de febrero de 2023²⁵⁹, formalizado el pasado 29 de septiembre de 2023, por el cual ENAGÁS TRANSPORTE adquirió la totalidad de la red de transporte que hasta ese momento era propiedad de REGANOSA y que constaba de 130 km de gasoductos incluidos dentro de la Red Troncal, podría constatar, indiciariamente, una posición dominante en los mercados afectados de infraestructuras de transporte de gas, en particular, en los mercados de plantas de regasificación y gasoductos de la red troncal de transporte. Cabe destacar además la estabilidad a lo largo del tiempo del valor de estas cuotas de mercado, como demuestra el hecho de que, en el año 2010, la red de transporte primario del sistema gasista español contara con 10.067 km, de los cuales 9.236 km (91,7%) eran propiedad de ENAGÁS.²⁶⁰
- (237) Sin embargo, esta posición de dominio no estaría exenta de ciertos matices, pues tanto ENAGÁS TRANSPORTE como REGANOSA, realizan sus actividades como transportistas bajo un régimen regulado, siendo un elemento fundamental de este régimen el garantizar el libre acceso de terceros a las infraestructuras gasistas.

²⁵⁸ Sentencias del Tribunal Supremo de 2 de diciembre de 2014 Rec 4619/2011; de 13 de mayo de 2015 Rec 2384/2015; de 25 de noviembre de 2013 Rec 4663/2010; de 10 de junio de 2015 Rec 2688/2012; de 9 de junio de 2014 Rec 3786/2011 en los asuntos 641/08 CENTRICA/ENDESA; 642/08 CENTRICA/UNIÓN FENOSA; 643/08 CENTRICA/ELÉCTRICA DEL VIESGO; 644/08 CENTRICA/IBERDROLA; 645/08 CENTRICA/HIDROCANTÁBRICO.

²⁵⁹ Folios 8577 a 5879 del expediente.

²⁶⁰ Informe El Sistema Gasista Español en 2010 (folios 8.309 – 8.476).

- (238) Por otro lado, ENAGÁS TRANSPORTE no puede ampliar su posición en el mercado de infraestructuras de transporte por mecanismos propios de mercado, sino en base a los mecanismos regulados relacionados con la planificación de infraestructuras.²⁶¹ De esta forma, no se puede considerar que una mayor presencia en el mercado de infraestructuras confiera a ENAGÁS TRANSPORTE la posibilidad de actuar con un mayor grado de independencia respecto de los usuarios que hacen uso de estas infraestructuras o respecto de otros transportistas por ser un mercado regulado.
- (239) A pesar de lo anterior, la LSH sí establece una diferenciación en cuanto al acceso a la construcción y explotación de infraestructuras de la red troncal. En concreto, el artículo 67 de la citada ley establece:

“Las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, de acuerdo con el artículo 4 de la presente Ley, deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente cuando se trate de gasoductos de transporte secundario. En el caso de las instalaciones que formen parte de la red troncal, la construcción y la explotación de las instalaciones serán autorizadas de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal. En el caso de otros gasoductos de transporte competencia de la Administración General del Estado, podrán adjudicarse a los titulares de las instalaciones a las que se conecten”.

- (240) Lo anteriormente mencionado respecto del entorno regulado en el que operan los transportistas del sistema gasista español, matiza la presunta posición de dominio que cabría esperar respecto de ENAGÁS TRANSPORTE, dadas las cuotas de mercado mencionadas y por tratarse de un mercado regulado.

5.3.2. Sobre el carácter abusivo de la conducta de ENAGÁS

- (241) En todo caso, pese a lo señalado en los párrafos anteriores, considerando una hipotética posición de dominio, que a juicio del denunciante ostentarían ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE en cada uno de los supuestos mercados afectados, se procede a continuación a analizar si existen indicios de conductas abusivas por parte de cada una de ellas en lo que se refiere a sus actuaciones en los ámbitos de la planificación y de la gestión técnica del sistema, por ser el conjunto de actividades sobre los cuales REGANOSA ha denunciado las supuestas prácticas anticompetitivas.

²⁶¹ Los transportistas tendrán derecho a una retribución regulada asociada a las instalaciones de las que sean titulares, siempre que éstas hayan sido incluidas en el correspondiente documento de planificación.

5.3.2.1. Principios generales sobre el abuso de posición de dominio

- (242) En el caso de que una empresa ostentase una posición de dominio, le incumbiría, una responsabilidad especial de no impedir, con su comportamiento, el desarrollo de una competencia efectiva y no falseada en el mercado interior²⁶².
- (243) El concepto de explotación abusiva de una posición dominante es un concepto objetivo que se refiere a las actividades de una empresa en posición dominante que pueden influir en la estructura de un mercado en el que, debido justamente a la presencia de la empresa en cuestión, la intensidad de la competencia se encuentra ya debilitada, y que producen el efecto de obstaculizar, por medios diferentes de los que rigen una competencia normal de productos o servicios con arreglo a las prestaciones de los agentes económicos, el mantenimiento del nivel de competencia que aún exista en el mercado o el desarrollo de esa competencia²⁶³.
- (244) El disfrute de una posición de dominio en un mercado no implica *per se* la existencia de un abuso mientras no se recurra a medios distintos de los propios de una competencia basada en los méritos. Adicionalmente, la conducta debe tener al menos un efecto potencial contrario a la competencia, sin que se requiera la demostración de que la práctica ha causado un efecto real en el mercado²⁶⁴.
- (245) Respecto al tipo de abuso denunciado, el artículo 2.2.d) de la LDC prevé que “*El abuso podrá consistir, en particular en: d) La aplicación, en las relaciones comerciales o de servicios, de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloque a unos competidores en situación desventajosa frente a otros*”.

²⁶² Sentencia del TJUE de 9 de noviembre de 1983, C-322/81, *Michelin I* (párrafo 57); Sentencia del TJUE de 2 de abril de 2009, C-202/07 *France Télécom* (párrafo 105); Sentencia del TJUE de 27 de marzo de 2012, C-209/10 *Post Danmark* (párrafo 23); Sentencia del TJUE de 12 de junio de 2014, C-286/09, *Intel* (párrafo 205); Sentencia del TJUE de 6 de septiembre de 2017 C-413/14 P *Intel* (párrafo 135) y Sentencia del TJUE de 25 de marzo de 2021 C-165/19 P *Slovak Telecom* (párrafo 40). A nivel nacional, véase la Sentencia del Tribunal Supremo 3175/2010 del 16 de junio de 2010, recurso 4714/2007 (Fundamento de Derecho Séptimo), la Sentencia del Tribunal Supremo de 478/2011, de 10 de febrero de 2011, recurso 3042/2008 (Fundamento de Derecho Segundo), y la Sentencia de la Audiencia Nacional 8670/2004 de 14 de enero de 2004, recurso 892/2000 (Fundamento de Derecho Séptimo).

²⁶³ Sentencia del TJUE de 13 de febrero de 1979, C-85/76, *Hoffman-La Roche* (párrafo 91); Sentencia del TJUE de 9 de noviembre de 1983, C-322/81, *Michelin I* (párrafo 70); Sentencia del TJUE de 3 de julio de 1991, C-62/86, *Akzo* (párrafo 69); Sentencia del TJUE de 17 de diciembre de 2003, T-219/99, *British Airways* (párrafo 66); Sentencia del TJUE de 2 de abril de 2009, C-202/07 *France Télécom* (párrafo 104); Sentencia del TJUE de 14 de octubre de 2010, C-280/08 *Deutsche Telekom* (párrafo 174); Sentencia del TJUE de 17 de febrero de 2011, C-52/09 *TeliaSonera Sverige* (párrafo 27) y Sentencia del TJUE de 25 de marzo de 2021 C-165/19 P *Slovak Telecom* (párrafo 41).

²⁶⁴ Sentencia del Tribunal General de 29 de marzo de 2012 en el asunto T-336/07 párrafo 268.

- (246) Dicho esto, tras las consideraciones realizadas respecto a la supuesta posición de dominio de las denunciadas, se trata ahora de analizar si existen indicios de que ENAGÁS y sus filiales, ENAGÁS GTS y ENAGÁS TRANSPORTE, abusaron de su posición de dominio con ocasión del ejercicio de sus actividades de gestión técnica del sistema y de participación en el proceso de planificación de infraestructuras del sistema gasista mediante una estrategia discriminatoria que supuso una desventaja competitiva al denunciante, conductas prohibidas por el artículo 2 de la LDC y 102 del TFUE.

5.3.2.2. Aplicación al caso: el abuso de posición de dominio de ENAGÁS

- (247) De acuerdo con la denuncia de REGANOSA, ENAGÁS TRANSPORTE y ENAGÁS GTS habrían cometido actuaciones constitutivas de una infracción del artículo 2 de la LDC y del artículo 102 del TFUE mediante, por un lado, el uso del GTS de su función de propuesta y asesoramiento en la planificación del sistema gasista para generar y agravar una situación de congestión física en la zona noroeste del sistema gasista español y, por otro lado, el uso por parte del GTS de sus funciones de gestión operativa para favorecer las plantas de regasificación propiedad de ENAGÁS y establecer limitaciones en el régimen de contratación de capacidad de REGANOSA.²⁶⁵

5.3.2.2.1. Aplicación al caso: el abuso de posición de dominio de ENAGÁS GTS, S.A.U.

- Sobre la planificación energética

- (248) En primer lugar, es necesario destacar que, tal y como se ha comentado anteriormente, no puede constatarse la existencia de indicios de una posición de dominio ostentada por ENAGÁS GTS respecto de las funciones ejercidas en el marco de la planificación energética del sistema gasista, toda vez que es el Consejo de Ministros el responsable de la aprobación del documento final de planificación energética, en cuya elaboración intervienen la DGPEM del MITERD además del GTS y el resto de los agentes del sector. En este sentido, ENAGÁS GTS recogió el carácter no vinculante de las propuestas por ella realizadas respecto a la planificación de las infraestructuras del sistema gasista.
- (249) Si bien esta sola circunstancia bastaría para descartar la existencia de indicios de un abuso de posición dominante, en favor de una mayor claridad en relación con la valoración de los hechos denunciados, a continuación se analizan las circunstancias concurrentes en el presente caso respecto al ejercicio de las funciones de ENAGÁS GTS en el marco de la planificación energética.
- (250) REGANOSA afirma en su denuncia que las condiciones en las que la planta de Mugaros entraría en funcionamiento se pusieron de manifiesto tan sólo unos

²⁶⁵ Escrito de denuncia presentada por REGANOSA (folios 33 – 34).

meses antes de dicha entrada en funcionamiento. Sin embargo, estas declaraciones se contradicen con el contenido del Informe Marco del año 2001, que puso de manifiesto las limitaciones con las que contaba la planta de Mugaros relativas al reducido diámetro de los gasoductos y la limitada demanda local. Por tanto, en principio dichas limitaciones eran conocidas desde antes de la aprobación de la primera planificación, razón por la que se diseñó con un tamaño más reducido que el resto de las plantas del sistema español.²⁶⁶

- (251) De esta forma, la planta de Mugaros se incorporó al sistema gasista para la atención de una demanda local, con especial atención a los ciclos combinados que se pretendían construir en la zona Noroeste. La posterior crisis económica del año 2008 trajo consigo un consumo de gas muy inferior al inicialmente previsto, viéndose afectados la planta de Mugaros y el gasoducto Guitiriz-Zamora-Madrid, pero también la propia planta de El Musel.
- (252) Por tanto, antes de que la planta de El Musel entrara en funcionamiento, el Real Decreto-Ley 13/2012 sometió a dicha planta a un proceso de hibernación, por considerar que la misma no era necesaria, dadas las condiciones de demanda, para el correcto funcionamiento del sistema gasista español. Este proceso de hibernación al que fue sometida la planta de El Musel, en contra de las pretensiones de ENAGÁS TRANSPORTE como promotor de dicha instalación, pone de manifiesto que no en todas las ocasiones el criterio del Consejo de Ministros en materia de planificación energética se alineó con las pretensiones del grupo ENAGÁS.
- (253) Asimismo, los posteriores estudios realizados por el GTS, algunos realizados en colaboración con ENAGÁS TRANSPORTE y REGANOSA, han tenido en cuenta la no afectación a la planta de Mugaros y así se lo han trasladado al MITERD. En este sentido, a diferencia de lo alegado por REGANOSA,²⁶⁷ y como se ha puesto de manifiesto, ninguno de los escenarios simulados en los análisis realizados en el grupo de trabajo ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA tuvo como conclusión la incompatibilidad de la operación simultánea de las plantas de Mugaros y El Musel.²⁶⁸
- (254) No puede aceptarse la afirmación del denunciante sobre que la incorporación de la planta de Mugaros o la planta de El Musel se haya llevado a cabo sin tener en cuenta los criterios incluidos en la planificación energética que justificaron dicha incorporación. La misma conclusión cabría deducirse respecto de la incorporación y posterior eliminación de la planificación del gasoducto Guitiriz-Zamora-Algete, de conexión de la zona Noroeste con el centro de la península.

²⁶⁶ Remisión de información de la Dirección de Energía (folios 7.103 – 7.104).

²⁶⁷ Párrafo 156 de la denuncia (folio 59).

²⁶⁸ El Apéndice GTS_11.2.3 - Análisis 3_Integración Mugaros-Musel incluye el análisis de nuevos refuerzos necesarios para la integración de la planta de El Musel teniendo en cuenta la total transportabilidad de la capacidad nominal de la planta de Mugaros (planta funcionando al 100% de su capacidad).

- (255) Sobre la futura incorporación y puesta en funcionamiento de la planta de El Musel, tal decisión no corresponde a ENAGÁS TRANSPORTE, ni siquiera al GTS, sino a las administraciones competentes, incluido el MITERD, tal y como establece la Disposición Adicional primera del Real Decreto 335/2018, sin perjuicio de las competencias asignadas a la CNMC en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014.²⁶⁹
- (256) De hecho, como ya se ha mencionado anteriormente, ENAGÁS solicitó el 8 de abril de 2022 a esta CNMC que acordara el establecimiento de un régimen económico singular de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado, que fue aprobado por el Consejo mediante resolución de 2 de febrero de 2023 (expte. RAP/DE/030/22), con posterioridad a la resolución emitida el 28 de junio de 2022 por la DGPEM “[...] *por la que se otorga a Enagás la autorización y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de El Musel*”, que condicionó su puesta en marcha, entre otras, a la mencionada resolución favorable de este organismo.

Es un régimen económico singular y de carácter temporal que establece como actividad principal de la planta de MUSEL, la prestación de servicios logísticos de carga de Gas Natural Licuado (GNL) en buques (en cualquiera de sus modalidades), descarga de buques y almacenamiento de GNL, en régimen de acceso no regulado. Determina que su objeto principal, a diferencia del resto de plantas de regasificación en España (propiedad de las matrices) no será el acceso de dicho GNL al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional, sino servir como punto de almacenamiento intermedio hasta su destino final fuera de España.

Por tanto, durante el periodo de vigencia del citado régimen económico singular, previsto hasta diciembre de 2026, El MUSEL competirá con las matrices en el desarrollo de este tipo de servicios logísticos de GNL con destino final fuera de España, si bien bajo unas condiciones diferentes a las del resto de plantas de regasificación en España.

Asimismo, de manera residual, se prevé que la citada planta oferte, en régimen de acceso regulado, solo la capacidad de regasificación necesaria para la evacuación al sistema gasista de las cantidades de gas boil off generado en la

²⁶⁹ “Los titulares de las instalaciones afectadas por el apartado anterior que quieran proceder a la puesta en explotación total o parcial de las instalaciones para la prestación de uno o varios servicios de capacidad, deberán obtener, con carácter previo a la solicitud de acta de puesta en servicio total o parcial, una resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo. Los interesados presentarán electrónicamente, a tal fin, una solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas, que habrá de recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, que analizará las afecciones de su incorporación al régimen retributivo definitivo y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema, en un plazo máximo de dos meses”.

planta de El MUSEL, así como la totalidad de la capacidad de carga de cisternas y aquella parte de la capacidad de descarga de buques, si fuera necesario, y de almacenamiento de GNL requerida para la correcta gestión de estos servicios (regasificación asociada al boil-off y carga de cisternas).

- (257) Finalmente, recibió la orden ministerial del MITERD (Orden TED/578/2023, de 7 de junio de 2023) por el que se establecieron las condiciones técnicas para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado (GNL) en dicha planta de regasificación, procediendo, el pasado 9 de junio de 2023, a emitirse el Acta de Puesta en Marcha para Pruebas por parte del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en el Principado de Asturias.
- (258) Por tanto, la configuración actual del sistema gasista en la zona noroeste es consecuencia, en parte, de la aprobación de los sucesivos documentos de planificación, aprobados por el Consejo de Ministros y dictados al amparo de los criterios de diseño en él incluidos, viéndose afectada dicha planificación por el contexto de austeridad imperante a partir de la crisis económica del año 2008.
- (259) De lo expuesto hasta ahora con relación a la planificación de infraestructuras, no puede inferirse la existencia de indicios de prácticas abusivas discriminatorias contrarias al artículo 2 de la LDC y 102 del TFUE por parte de ENAGÁS GTS, mediante el ejercicio de sus funciones en el marco de la planificación energética del sistema gasista y en relación con las conductas señaladas por la denunciante.

- Sobre las actuaciones de carácter operativo

- (260) Por lo que respecta a las actuaciones de carácter operativo llevadas a cabo por el GTS, cabe empezar recordando que la actividad de gestión técnica del sistema gasista no se desarrolla en régimen de libre competencia. Así, ENAGÁS GTS es la única entidad que desempeña la función de gestión técnica del sistema por una disposición normativa habilitante.
- (261) Por tanto, se trata de analizar si existen indicios de que las diversas conductas de carácter operativo denunciadas por REGANOSA en relación con la gestión operativa de ENAGÁS GTS han obstaculizado y discriminado a REGANOSA en favor de la empresa filial de su mismo grupo, ENAGÁS TRANSPORTE y de esta manera, afectado al juego de competencia que pueda darse en mercados relacionados como el de las infraestructuras de transporte de gas.
- (262) Con relación al procedimiento elaborado por el GTS en el año 2007 para la gestión de las posibles congestiones que pudieran darse en el área noroeste, en principio el procedimiento es sustancialmente similar al elaborado para la gestión de las congestiones del eje del Levante.
- (263) La elaboración de dos procedimientos de congestión equivalentes tiene sentido por cuanto la situación a la que pretendían hacer frente era sustancialmente similar: la aparición de eventuales situaciones de congestión como consecuencia de la incorporación de una nueva entrada en el sistema (planta de Mugardos en

el caso del área noroeste y planta de Sagunto en el caso del Eje del Levante), sin contar con infraestructuras que garanticen que el gas no consumido a nivel local pueda evacuarse al resto del sistema.

- (264) No se aprecia, por tanto, indicios de prácticas abusivas discriminatorias en las actuaciones llevada a cabo por el GTS para la gestión de congestiones cuando éstas derivasen de la aplicación de los mencionados procedimientos.
- (265) Respecto a las condiciones impuestas por el GTS una vez suprimido este procedimiento de gestión de congestiones, debe destacarse que, si bien la gestión del sistema se realiza considerando el sistema en su conjunto, las condiciones concretas que pudieran afectar a las diferentes entradas de un sistema y, en concreto, a las plantas de regasificación, pueden diferir de una entrada a otra.
- (266) Tal y como se ha establecido en este acuerdo, el porcentaje de viabilidades condicionadas emitidas por el GTS para las solicitudes remitidas por REGANOSA respecto del total de solicitudes remitidas por dicho operador es similar al caso del resto de operadores del sistema. Así de acuerdo con la información aportada por ENAGÁS,²⁷⁰ en 2014²⁷¹ de las 150 y 200 solicitudes de contratación presentadas por REGANOSA, un 25-35% fueron evaluadas por el GTS como “*viabiles con condiciones*”. Mientras que, en el caso de las solicitudes remitidas por el resto de los agentes del mercado, el porcentaje de viabilidades condicionadas remitidas por el GTS fue idéntico.
- (267) Durante el año 2015, REGANOSA registró un porcentaje de viabilidades condicionadas inferior al 10% del total de solicitudes remitidas. Mientras que, para el resto de los agentes del sistema, teniendo en cuenta únicamente los servicios contratados por REGANOSA,²⁷² este porcentaje asciende a más del doble del porcentaje registrado para REGANOSA. A la luz de dichos datos analizados, no se observa la existencia de indicios de discriminación por parte de ENAGÁS GTS en el tratamiento de estas solicitudes de REGANOSA en los años 2014 a 2015.
- (268) Como se ha mencionado, si bien es cierto que la gestión del sistema gasista se realiza como un sistema en conjunto, el GTS admite la parcelación de este sistema en determinadas áreas, por lo que cabría inferir para cada una de ellas una serie de circunstancias que pudieran no darse en otra área. Sin embargo, los hechos denunciados no permiten deducir la existencia de indicios de que la operación de la planta de Mugardos se lleve a cabo en un contexto

²⁷⁰ Apéndices GTS_25.1, GTS_25.2 y GTS_25.3 de la contestación de ENAGÁS de fecha 29 de septiembre de 2020 al requerimiento de información (folios confidenciales 4.040 a 4.042).

²⁷¹ De acuerdo con la denuncia presentada por REGANOSA, en 2014 se registraron el mayor número de viabilidades condicionadas del periodo 2011-20115.

²⁷² En 2015 REGANOSA remitió solicitudes de contratación para los servicios de acceso al PVB desde la Red de Transporte, puesta en frío, regasificación y salida del PVB a un consumidor.

especialmente propenso a facilitar dicha operación y para el cual debiera contemplarse un número excepcionalmente reducido de viabilidades.

- (269) Por lo tanto, no se han constatado indicios de tratamiento discriminatorio en el análisis de las viabilidades condicionadas emitidas por el GTS y que pudieran derivarse de un tratamiento igualitario de situaciones diferentes por parte de este.
- (270) En relación con los documentos de Rangos Admisibles, la delimitación por áreas del sistema gasista no es una condición que afecte exclusivamente a REGANOSA y, como ya se ha indicado, la emisión de viabilidades condicionadas para la planta de Mugaros es similar a la del resto de operadores del sistema. Por tanto, tampoco se observa la existencia de indicios de discriminación en la emisión de dichas viabilidades por parte del GTS en perjuicio de REGANOSA.
- (271) Si bien no es objeto del presente acuerdo analizar la validez de la herramienta de simulación del sistema desarrollada por REGANOSA, sí consta la colaboración entre REGANOSA y el GTS en la elaboración del documento de Rangos Admisibles para el año 2013, habiéndose extendido esta colaboración a otros ámbitos. De esta forma, aunque la información publicada por el GTS no fuera suficiente para la realización de las simulaciones por parte de REGANOSA,²⁷³ no se han hallado indicios de negativa por parte del GTS a realizar los cálculos o simulaciones requeridos por parte de REGANOSA.
- (272) Respecto al sentido del flujo de gas a través de la estación de compresión de Zamora, la información remitida por la Dirección de Energía de la CNMC, así como las afirmaciones en relación a la consideración de la planta de Mugaros como una entrada necesaria para atender una demanda de carácter local, son compatibles con el porcentaje de horas en las que dicha estación de compresión funciona en sentido norte-sur.
- (273) Con relación a la exportación de gas a través de la conexión internacional con Portugal por Tuy, ha de considerarse que no sólo depende de la existencia de nominaciones que garanticen el flujo de gas, sino del mantenimiento de las adecuadas condiciones de operación. Por otro lado, cuando las condiciones dadas por la relación entre las entradas y el consumo en el área Noroeste así lo determinen, el GTS y el operador portugués sí contemplan la exportación de gas hacia Portugal por Tuy a diferencia de lo denunciado por REGANOSA.
- (274) Respecto a la declaración de SOEs por parte del GTS, de los hechos denunciados no se desprende la existencia de indicios de discriminación o de trato preferente que hubieran afectado a la actividad del sistema en detrimento de la actividad de la planta de REGANOSA en Mugaros. En este sentido, de las

²⁷³ A este respecto el GTS señaló que la información a la que tienen acceso los transportistas del sistema no puede ser suficiente para la realización de las simulaciones del sistema, pues precisarían de los datos de la configuración de la red en poder de otros transportistas (párrafo (174)). A pesar de ser el titular de la mayor parte de la red de transporte de gas del sistema gasista español, ENAGÁS TRANSPORTE ha reconocido que no dispone de herramientas para realizar simulaciones del sistema en su conjunto (párrafo (131)).

26 notas de operación publicadas desde el año 2010 en base a las cuales se han desviado 34 buques metaneros nunca se ha desviado un buque de la planta de REGANOSA a otra planta de ENAGÁS.²⁷⁴

- (275) Esta línea argumental es igualmente aplicable a los saldos por operaciones de balance residual del sistema (BRS). Los datos muestran cómo la planta de Mugardos es una de las que más uso han hecho, en términos relativos, de las operaciones BRS, por lo que, no se aprecian indicios de trato discriminatorio o abusivo en este aspecto, toda vez que las operaciones por BRS permiten flexibilizar el funcionamiento del sistema.
- (276) De lo mencionado hasta ahora, no se deduce la existencia de indicios de trato discriminatorio ejercido por ENAGÁS GTS, en favor de ENAGÁS TRANSPORTE y en detrimento de REGANOSA. Así, la consideración de situaciones comparables se deduce de la consideración de todo el sistema gasista como un único sistema (a pesar de la delimitación en áreas realizada por el GTS), sobre el que se aplican una misma regulación, a cumplir por todos los sujetos del sistema gasista. Es especialmente relevante la comparabilidad entre las áreas Noroeste y el eje del Levante, que llevó a la elaboración de procedimientos de gestión de congestiones prácticamente idénticos.
- (277) La homogeneidad del sistema se deduce también de la implantación de modelos de gestión como el PBV o TVB, para los cuales resulta indiferente en qué punto del sistema de transporte o en qué planta de regasificación, respectivamente, se introduzca el gas en el sistema.
- (278) En cuanto al análisis de la evolución de estos parámetros de funcionamiento del sistema gasista, los hechos denunciados no permiten constatar la existencia de indicios de un abuso por parte de ENAGÁS (en su calidad de GTS) por la que REGANOSA estuviera siendo discriminado en el mercado, toda vez que el grado de funcionamiento²⁷⁵ de dicha planta ha sido, en la mayoría de los trimestres analizados en los últimos seis años previos a la elevación de la propuesta de archivo, superior al grado de funcionamiento medio de las plantas del sistema.²⁷⁶
- (279) Por otro lado, no se aprecia la existencia de indicios de desventajas competitivas, por cuanto que la operación de la planta de Mugardos se ha desarrollado de forma similar a la del resto de plantas del sistema. Así, no ha podido acreditarse la existencia de indicios que permitieran concluir que el comportamiento de

²⁷⁴ La planta con más desvíos a su favor ha sido Cartagena, seguida de Barcelona y Mugardos (18% cada una). Contestación de ENAGÁS de fecha 15 de octubre de 2020 al requerimiento de información (folio 4.380).

²⁷⁵ Medido como la relación entre el nivel de contratación de capacidad de regasificación y la capacidad nominal de regasificación de una planta de regasificación o del conjunto del sistema.

²⁷⁶ En particular, en 17 de los 22 trimestres analizados, el grado de funcionamiento de la planta de Mugardos fue igual o superior al grado de funcionamiento del conjunto de plantas de regasificación. Informes de Supervisión de la gestión técnica del sistema gasista español (folios 7.174 – 7.636).

ENAGÁS GTS hubiera influido en los costes, beneficios o intereses de REGANOSA.

- (280) Adicionalmente, los agentes a los que se ha requerido información no alegaron motivos relativos a la gestión técnica del sistema o a la posibilidad de aparición de situaciones de congestión para contratar o dejar de realizar la contratación de servicios con REGANOSA en su planta de Mugardos. Por este motivo no puede achacarse al GTS la intensidad en el uso que los usuarios pudiesen haber hecho de las infraestructuras del sistema, más allá de las consignas dadas por éste para garantizar el suministro de gas. Sin que pueda achacarse al GTS la influencia que dichas consignas puedan tener en el nivel de uso de la planta o sobre sus ingresos y costes.
- (281) Es necesario destacar, además, que dentro de las funciones del GTS no se encuentra la maximización del uso de una determinada infraestructura o aumentar la ratio de funcionamiento respecto de su capacidad nominal, sino la garantía en la seguridad de suministro. Más concretamente, como consta en los hechos acreditados, el procedimiento elaborado por el GTS para determinar la capacidad firme a ofertar por las instalaciones del sistema tendrá como objeto *“la maximización de la capacidad disponible y la optimización de la gestión técnica del sistema, priorizando en todo momento la seguridad de suministro”*. Por tanto, los intereses perseguidos por REGANOSA con relación al mayor uso que el sistema podría hacer de los servicios ofertados por su planta, pudieran no estar alineados con los intereses del GTS, relativos a la gestión del sistema y la garantía de suministro. Más aún, la implantación del modelo de tanque único (TVB) habría influido positivamente en el uso que el sistema hace de la planta de Mugardos y, por tanto, las consignas del GTS habrían favorecido los intereses particulares de REGANOSA respecto de su planta de regasificación.
- (282) En todo caso, lejos de existir desventajas competitivas, el volumen de GNL descargado en la planta de REGANOSA en Mugardos se incrementó un 48% en el año 2020, mientras que el volumen total de aprovisionamiento de gas en forma de GNL en el sistema gasista español se redujo un 4% respecto al año 2019. En el mismo sentido, la planta de Mugardos es la segunda planta con una mayor ratio de utilización, con un 49% en el año 2020.
- (283) Finalmente, no se han hallado indicios de ausencia de justificación objetiva en las actuaciones de ENAGÁS en su papel de GTS. A este respecto, cabría matizar que la falta de justificación vendría derivada de una falta de justificación técnica, dadas las funciones asignadas al GTS en la operación del sistema gasista. Sobre la ausencia de justificación técnica cabe destacar la facultad de la CNMC de resolver los conflictos interpuestos por los diferentes actores económicos, en virtud, en el caso de los sectores de electricidad y gas, del artículo 12.2.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, no constando que REGANOSA haya interpuesto conflicto alguno al respecto.

- (284) Teniendo en cuenta todo lo anterior, no cabe deducir la existencia de indicios constitutivos de una infracción del artículo 2 de la LDC y 102 del TFUE consistentes en un abuso discriminatorio por parte de ENAGÁS en su condición de GTS con objeto de dificultar la operativa de REGANOSA en beneficio de la filial de su grupo, ENAGÁS TRANSPORTE.

5.3.2.2.2. Aplicación al caso: Abuso de posición de dominio de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

- (285) Sobre las supuestas conductas llevadas a cabo por ENAGÁS TRANSPORTE, es necesario destacar, en primer lugar, que las conductas referidas por REGANOSA en su denuncia hacen hincapié en el comportamiento de ENAGÁS GTS, en su papel como Gestor del Sistema Gasista tanto en la planificación del sistema energético como en la operación de dicho sistema.²⁷⁷ De esta forma, el papel de ENAGÁS TRANSPORTE se reduciría al de sujeto pasivo y beneficiario, en su caso, de las conductas realizadas por el GTS.
- (286) En contestación a requerimientos de información, REGANOSA matizó las posibles actuaciones llevadas a cabo por ENAGÁS TRANSPORTE y que deberían considerarse como parte de la estrategia global de ENAGÁS, cuyo objetivo último sería la expulsión de REGANOSA del mercado.
- (287) De esta forma, de acuerdo con la denuncia presentada por REGANOSA, las conductas llevadas a cabo por ENAGÁS TRANSPORTE subsumibles en el artículo 2 de la LDC o en el artículo 102 del TFUE pueden sintetizarse en i) la solicitud de un régimen singular para la prestación de servicios logísticos de gas natural en la planta de El Musel; ii) la participación junto a ENAGÁS GTS en ENTOSOG con el fin de limitar las propuestas de desarrollo de nuevas infraestructuras por parte de REGANOSA; iii) la no divulgación de las conclusiones a las que se llegó en el grupo de trabajo ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA y iv) la inobservancia por parte de ENAGÁS TRANSPORTE de sus obligaciones información y cooperación con REGANOSA que le son de aplicación como TSO.²⁷⁸
- (288) En lo que respecta a la intención de ENAGÁS TRANSPORTE sobre la futura utilización de la planta de El Musel, si bien reconoce la importancia de la expansión de la empresa para garantizar un crecimiento a futuro,²⁷⁹ la mera intención del citado transportista de querer comercializar los servicios ofertados por la planta de El Musel no puede entenderse como un indicio suficiente de existencia de una estrategia tendente a la expulsión de REGANOSA del mercado de transporte de gas.

²⁷⁷ Escrito de denuncia presentado por ENAGÁS (folios 33 y 34).

²⁷⁸ Contestación de REGANOSA a un requerimiento de información (folios 1.896 – 1.901).

²⁷⁹ Correo electrónico de fecha 27 de junio de 2016, recabado en la inspección realizada en la sede de ENAGÁS (folios 5.860 – 5.861).

- (289) De esta forma, ni siquiera competiría a ENAGÁS TRANSPORTE tomar las decisiones, en su caso, sobre la incorporación de la planta de El Musel al sistema.
- (290) Por otro lado, en lo que respecta a la solicitud de un régimen singular para la prestación de servicios logísticos de gas natural en la planta de El Musel, dicha solicitud ha venido precedida por la obtención de nueva autorización administrativa otorgada por la **DGPEM**, la cual, según lo indicado, condicionó el otorgamiento de acta de puesta en marcha a la resolución favorable de la CNMC sobre las condiciones económicas y de acceso para la prestación del servicio de capacidad que corresponda, así como a la resolución favorable establecida en la DA primera del RD 335/2018. Dicha aprobación de la CNMC tuvo lugar el 2 de febrero de 2023 (Expte. RAP/DE/030/22) que precedió a la orden ministerial del MITERD (Orden TED/578/2023, de 7 de junio de 2023) por la que se establecieron las condiciones técnicas para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado (GNL) en dicha planta de regasificación, recibiendo el Acta de Puesta en Marcha para Pruebas por parte del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en el Principado de Asturias el pasado 9 de junio de 2023.
- (291) En relación con las actuaciones en el seno de ENTSOG, es necesario destacar que los trabajos realizados en este grupo en materia de planificación de infraestructuras son de carácter no vinculante, por lo que la eventual actuación de ENAGÁS TRANSPORTE en el mismo debería plasmarse en el correspondiente documento de planificación vinculante del sistema gasista español para poder desplegar la capacidad de generar un efecto exclusionario respecto de la actividad llevada a cabo por REGANOSA. Lo anterior, teniendo en cuenta lo ya mencionado respecto del papel del GTS en materia de planificación energética, de la que es responsable el Consejo de Ministros.
- (292) En el caso concreto, la decisión final en relación con las condiciones necesarias para la introducción de nuevas infraestructuras fue tomada por ENTSOG y no puede afirmarse que la responsabilidad final sobre dicha decisión recayera sobre ENAGÁS TRANSPORTE o sobre ENAGÁS GTS, por lo que no cabe interpretar que existan indicios de infracción en este extremo.
- (293) Respecto a la participación de ENAGÁS TRANSPORTE en el seno del GRUPO DE TRABAJO ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA, de lo mencionado anteriormente, se constata la falta de acuerdo entre ambos TSOs para elaborar un documento final de conclusiones, de lo cual se deriva la falta de decisiones al respecto. Esta falta de acuerdo, unido de nuevo a las consideraciones sobre la responsabilidad de ENAGÁS GTS en materia de planificación de infraestructuras, tampoco permiten detectar indicios de una conducta de ENAGÁS TRANSPORTE cuyo objeto sea la expulsión del mercado de REGANOSA, dado que las conclusiones a las que eventualmente se hubiera llegado en el GRUPO DE TRABAJO ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-

REGANOSA, deberían plasmarse en los correspondientes documentos de planificación.

- (294) Por lo que respecta a la negativa por parte de ENAGÁS TRANSPORTE a compartir determinada información REGANOSA en el marco de una colaboración entre TSOs y, de manera más concreta, en lo relativo a la eventual puesta en marcha de la planta de El Musel, cabe destacar que uno de los objetivos del GRUPO DE TRABAJO ENAGÁS GTS-ENAGÁS TRANSPORTE-REGANOSA era analizar la incorporación de la planta de El Musel al sistema, por lo que REGANOSA, a través de las simulaciones realizadas en el seno de dicho grupo de trabajo, tuvo acceso a la información sobre diferentes casuísticas a tener en cuenta en el funcionamiento de dicha planta.
- (295) Respecto al modo en que la planta de El Musel se pueda incorporar, en su caso, al sistema gasista, como se ha señalado, depende de la planificación aprobada por el Consejo de Ministros y, en lo que respecta a la puesta en marcha para la prestación de servicios logísticos de GNL, de las resoluciones que emiten el resto de las administraciones intervinientes, incluida esta CNMC²⁸⁰.
- (296) En cualquier caso, asumiendo una hipotética posición de dominio por parte de ENAGÁS TRANSPORTE en el mercado de infraestructuras de la red troncal de gas natural, su capacidad de actuación se encontraría limitada tanto por las directrices emitidas por el GTS como por el propio proceso de planificación energética, que hacen que ENAGÁS TRANSPORTE no pueda expandirse de forma independiente en el mercado en el que opera.
- (297) De esta forma, las conductas alegadas y cuya comisión imputa REGANOSA a ENAGÁS TRANSPORTE no pueden considerarse como indicios suficientes de existencia de un efecto exclusionario en el mercado de infraestructuras de transporte de gas en detrimento de REGANOSA, por cuanto dichas conductas se enmarcan en un contexto de regulación técnica y planificación que hacen que la actuación de ENAGÁS TRANSPORTE no pueda considerarse independiente, al menos de forma indiciaria.
- (298) Así, el análisis realizado, junto a la necesaria matización de una hipotética posición de dominio ostentada por ENAGÁS TRANSPORTE, conduce a la ausencia de indicios que determinen una actuación abusiva por parte de

²⁸⁰ Téngase en cuenta, en todo caso, que la planta de El Musel no está a la fecha de este acuerdo incorporada al sistema. Como hemos señalado, esta planta está sujeta a un régimen económico singular de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado, que fue aprobado por el Consejo mediante resolución de 2 de febrero de 2023 (expte. RAP/DE/030/22), con posterioridad a la resolución emitida el 28 de junio de 2022 por la Dirección General de Política Energética y Minas (**DGPEM**) “[...] por la que se otorga a Enagás la autorización y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de El Musel”, que condicionó su puesta en marcha, entre otras, a la mencionada resolución favorable de este organismo.

ENAGÁS TRANSPORTE subsumible en los artículos 2 de la LDC y 102 del TFUE.

- (299) Por todas las razones expuestas, y a la vista del pormenorizado análisis de los hechos denunciados, no puede deducirse la existencia de indicios racionales de la comisión, por parte de ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U., ENAGÁS GTS, S.A.U. y de su matriz, ENAGÁS S.A., de una presunta infracción del artículo 2 de la LDC y del artículo 102 del TFUE consistente en un abuso de posición dominante en el mercado de transporte de gas mediante la utilización anticompetitiva de mecanismos de planificación energética y de operación del sistema gasista, con objeto de expulsar del mercado a la planta de regasificación de REGANOSA en Mugarodos.
- (300) Vistos los anteriores antecedentes y fundamentos de derecho, la Sala de Competencia de la CNMC

6. ACUERDA

Único. La no incoación de un procedimiento sancionador por la presunta realización de las conductas prohibidas en los artículos 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y el archivo de las actuaciones, al no apreciar en este momento la existencia de indicios de infracción.

Comuníquese este acuerdo a la Dirección de Competencia y notifíquese al denunciante y a la denunciada haciéndoles saber que contra la misma no cabe recurso alguno en vía administrativa, pudiendo interponer recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su notificación.