

RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS GASODUCTOS
INTERNACIONALES CON TERCEROS PAÍSES
EN ESPAÑA, TRAS LA REFORMA LLEVADA A CABO
POR LA DIRECTIVA NÚM. 692/2019, DE 17 DE ABRIL DE 2019,
Y SU TRANSPOSICIÓN MEDIANTE EL REAL DECRETO-LEY
NÚM. 34/2020, DE 17 DE NOVIEMBRE DE 2020

LEGAL FRAMEWORK OF INTERNATIONAL PIPELINES
WITH THIRD COUNTRIES IN SPAIN, AFTER THE AMEND-
MENT MADE BY DIRECTIVE NO 692/2019, OF 17TH APRIL
2019, AND ITS IMPLEMENTATION BY MEANS OF ROYAL
DECREE-LAW NO 34/2020, OF THE 17TH NOVEMBER 2020

ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA
Catedrático de Derecho Administrativo
Universidad de Almería

Recibido: 15.12.2020 / Aceptado: 14.01.2021

DOI: <https://doi.org/10.20318/cdt.2021.5950>

Resumen: En las normas dirigidas a la creación de un mercado interior del gas natural en la Unión Europea se habían dejado fuera del ámbito de aplicación los gasoductos de importación procedentes de terceros países. Las controversias políticas generadas por la construcción del gasoducto directo entre Rusia y Alemania, por el Mar Báltico (*Nord Stream 2*) condujeron en 2019 a la modificación de la Directiva relativa al mercado interior del gas natural de 2009, de manera que, sin resultados extraterritoriales en la eficacia de la norma, las normas se aplican a los gasoductos procedentes de terceros países. Esta modificación afecta en España a dos gasoductos procedentes de Argelia, para los cuales, de acuerdo con la reforma europea, se han establecido excepciones.

Palabras clave: gasoductos internacionales, terceros países, mercado interior del gas natural.

Abstract: Within the rules aimed at creating an internal market for natural gas in the European Union, import gas pipelines from third countries were excluded from the scope of application. Political controversies generated by the construction of the direct gas pipeline between Russia and Germany, through the Baltic Sea (*Nord Stream 2*) led in 2019 to the modification of the Directive on the internal market for natural gas of 2009. After the amendment, but without extraterritorial results in the effectiveness of the legal norm, the Directive applies to gas pipelines from third countries. This modification affects two gas pipelines in Spain from Algeria, for which, in accordance with the European reform, exceptions have already been established.

Keywords: international pipelines, third parties, internal market for natural gas.

Sumario: I. Introducción: 1. Relevancia del gas natural en la Unión Europea y la creación de un Mercado interior de gas natural; 2. Estructura del artículo; 3. La transposición en España de la Directiva núm. 692/2019; II. Las interconexiones internacionales gasistas de España: 1. El abaste-

cimiento de gas natural de España, mediante plantas de regasificación o gasoductos internacionales: A) Plantas de regasificación; B) Conexiones internacionales mediante gasoducto; 2. En particular, las conexiones internacionales de España mediante gasoductos con terceros países: A) El gasoducto del Magreb; B) El gasoducto MEDGAZ; III. La reforma de la Directiva de Gas de 2009 relativa a los gasoductos procedentes de terceros países y hacia terceros países: 1. El gasoducto *Nord Stream 2* como causa próxima de la reforma; 2. Objeto de la reforma; 3.- Alcance de la reforma. ¿Extraterritorialidad?; 4. Modificación de la definición de interconector; 5. Aplicación de las normas de separación de actividades; 6. Litigios en materia de acceso a las redes de gasoductos previas; 7. Exenciones aplicables a las infraestructuras nuevas; 8. Las excepciones a la obligación de separación de actividades y de conferir acceso al gasoducto, a favor de los gasoductos con terceros países; 9. Otras reformas; IV. La transposición de la reforma de la Directiva a Derecho español; V. La separación de actividades: 1. La separación de actividades en la industria del gas natural; 2. La separación propietaria o patrimonial: A) La introducción en España de un sistema de separación patrimonial en 2000; B) La transposición de la Directiva de 2009, mediante el Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo; 3. El gestor de red independiente o ISO; 4. La separación funcional (sistema ITO); 5. La certificación de los gestores de red de transporte: A) Obligación de certificación y exención de certificación; B) La certificación de empresas españolas; VI. El acceso y la asignación de capacidad en los gasoductos internacionales: 1. Planteamiento; 2. Inexistencia de una previsión específica sobre acceso a los gasoductos con terceros países en la versión original de la DG de 2009. El caso español; 3. La aplicación del Reglamento de 2009 y las normas aprobadas en su desarrollo (códigos de red) a los gasoductos con terceros países; 4. El Derecho de acceso a los gasoductos internacionales en Derecho español; VII. Conclusiones.

I. Introducción

1. Relevancia del gas natural en la Unión Europea y la creación de un Mercado interior de gas natural

1. El gas natural es una fuente de energía importante en la Unión Europea, y lo va a seguir siendo, incluso después de desarrollada la actual transición energética, porque constituye un apoyo a la generación renovable y porque su uso es menos contaminante que el de otros combustibles. Dado que la UE es una región netamente importadora de gas natural, los gasoductos internacionales con terceros países tienen mucha relevancia desde el punto de vista de la seguridad, a pesar de que en los últimos años ha crecido el abastecimiento por medio de gas natural licuado, en España y en el resto de Europa¹. En el caso español, los dos gasoductos con terceros países gozan de una especial significación energética y geoestratégica, ya que unen a España y a toda la UE con los yacimientos argelinos y nos vinculan igualmente con el Reino de Marruecos.

2. La UE viene esforzándose por crear un mercado interior del gas natural, seguro, transparente y competitivo. Con ese objeto ha ido aprobando diversos grupos normativos, donde las instituciones liberalizadoras claves son la separación de actividades (producción, transporte, distribución y suministro) y el acceso de terceros a las redes e instalaciones de gas. La primera norma fue la Directiva núm. 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural², derogada por la Directiva núm. 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural³. En la actualidad, está vigente la Directiva núm. 2009/73/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE⁴

¹ Acerca de la dependencia de la EU del gas ruso, véase I. HERRERA ANCHÚSTEGUI y N. CUNHA RODRIGUES, *Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines: The Case of Gazprom and Nord Stream 2*, en N. Cunha Rodrigues (ed), «Extraterritoriality of EU Economic Law», ed. Springer, Berlin 2021 (*forthcoming*), pp. 1-32, particularmente epígrafe 2.1 (*Gas flow into the EU Member States*).

² DO L 204, de 21 de julio de 1998.

³ DO L 176, de 15 de julio de 2003; corrección de errores en DO L 16 de 23 de enero de 2004.

⁴ DOUE L 211, de 14 de agosto de 2009.

(en adelante, la DG de 2009), así como el Reglamento (CE) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1775/2005⁵ (en adelante, el Reglamento de 2009).

2. Estructura del artículo

3. La Directiva núm. 692/2019, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019⁶, modificó la DG de 2009. El presente artículo estudia las consecuencias que tal reforma tiene sobre el régimen jurídico de los gasoductos que unen España con terceros Estados que no pertenecen a la UE. El artículo da comienzo con una exposición de cuáles son las conexiones internacionales de gas de España, con particular atención a los dos gasoductos entre España y Argelia (II). A continuación, el trabajo da cuenta del contenido y alcance de la reforma llevada a cabo en 2019 sobre la DG de 2009, en relación con los gasoductos con terceros países (III). El núcleo de la investigación está constituido por el análisis de las consecuencias jurídicas de la reforma, sobre dos aspectos principales del régimen jurídico de las infraestructuras gasistas. Luego de exponer la forma en que España trata de transponer la Directiva (IV), se examina su futura incidencia sobre la separación de la red de otras actividades (V) y el acceso a las infraestructuras gasistas de transporte (VI). El artículo termina con unas conclusiones (VII).

3. La transposición en España de la Directiva núm. 692/2019

4. España intentó transponer la reforma de la DG de 2009 mediante un Real Decreto-ley relativo a las Entidades Locales (el núm. 27/2020, de 4 de agosto), pero no fue convalidado por las Cortes Generales. La negativa nada tuvo que ver con los gasoductos internacionales, sino con el destino de los superávits de los Ayuntamientos, pero lo relativo a los gasoductos con terceros países⁷ quedó igualmente rechazado.

Tras ese intento fallido, el Gobierno ha aprobado el Real Decreto-ley núm. 34/2020, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria⁸. Las exenciones a favor de los gasoductos con Argelia se encuentran en el art. 4 y en virtud de la Disposición Final segunda se llevan a cabo varias modificaciones de la Ley núm. 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos⁹ (en adelante, LSH). Cuando se escriben estas líneas, el Real Decreto-ley no ha sido convalidado todavía, pero nada parece indicar que no lo vaya a ser, dada la ausencia de controversia política respecto de las normas relativas a los gasoductos, como respecto del resto de normas que lo integran.

II. Las interconexiones internacionales gasistas de España

1. El abastecimiento de gas natural de España, mediante plantas de regasificación o gasoductos internacionales

5. En España, el 60 por ciento de las importaciones de gas natural se realizan a través de gasoducto, frente a un 40 por ciento que acontece por medio de buques metaneros (en forma de Gas Natural Licuado a través de plantas de regasificación)¹⁰.

⁵ *Ibidem*.

⁶ DOUE L 117, de 3 de mayo de 2019.

⁷ Se trata de la DA 6ª (que contiene la exenciones) y la DF 5ª (donde hay varias modificaciones de la LSH).

⁸ BOE núm. 303, de 18 de noviembre de 2020.

⁹ BOE núm. 241, de 8 de octubre de 1998.

¹⁰ *Borrador de Plan Nacional español Integrado de Energía y Clima*, p. 28 (en adelante, PNIE), aprobado por el Gobierno español y remitido a la Comisión Europea el 22 de febrero de 2019 (se puede consultar en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica, www.miteco.gob.es). La regulación y los plazos de los planes integrados nacionales de energía y clima

A) Plantas de regasificación

6. El sistema gasista español dispone de seis plantas de regasificación. Se trata de las plantas de Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugaros y Bilbao¹¹ (existe una séptima planta de regasificación, en Gijón, en estado de hibernación). La capacidad de regasificación de las seis plantas de regasificación es de 1.900 GWh/día. ENAGAS es titular exclusiva de tres plantas de regasificación (Barcelona, Cartagena y Huelva) y participa en un 50% en la planta situada en Bilbao y en un 72,5% en la planta situada en Sagunto. La de Mugaros es propiedad de REGANOSA.

B) Conexiones internacionales mediante gasoducto

7. Existen seis conexiones físicas internacionales, por gasoducto, con otros países. Se trata, por una parte, de dos interconexiones con yacimientos argelinos, por medio de dos gasoductos: i) el gasoducto Magreb-Europa (GME), que llega a la Península Ibérica tras cruzar territorio argelino, marroquí y el estrecho de Gibraltar; y ii) el gasoducto Medgaz, entre Beni Saf (Argelia, a unos 80 km de Orán) y Almería. Por otra parte, existen dos interconexiones con Portugal, a través de Badajoz y Tuy, y otras dos interconexiones con Francia por Irún (Biriadou) y Larrau (en el Pirineo navarro). ENAGAS es propietaria de las conexiones internacionales con Europa. La conexión internacional de Irún es propiedad de Enagás Transporte del Norte, S.L., controlada en exclusiva, a su vez, por ENAGAS. Enagás Transporte del Norte, S.L. surge tras la adquisición, por parte de Enagás Transporte S.A.U, del 90% de *Naturgas Energía Transporte*. El 10% restante lo mantiene el Ente Vasco de la Energía (EVE). Es función del Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS) impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales (art. 64, 3, letra g, de la LSH).

Las interconexiones con Argelia son unidireccionales, en sentido importación (Argelia-España). El flujo habitual del gasoducto de los Pirineos (Larrau) es en sentido importador Francia-España. No hay flujo España-Francia, salvo en muy contadas ocasiones. Las capacidades de transporte con Portugal son de 80 GWh/día, en sentido Portugal-España y 144 GWh/día en sentido España-Portugal. A lo largo del año 2017, la exportación neta fue de 30 TWh, lo que supuso un flujo neto diario de 82 GWh/día, es decir, que el flujo de gas acontece únicamente entre España y Portugal¹².

2. En particular, las conexiones internacionales de España mediante gasoductos con terceros países

A) El gasoducto del Magreb¹³

8. El Gasoducto Magreb-Europa (GME) está formado por un conjunto de gasoductos de transporte en alta presión, que transportan gas natural desde los pozos de Hassi R'Mel en Argelia hasta España y, desde España, a Portugal. También se conoce como el Gasoducto Pere Durán Farrell (GPDF), en honor del empresario catalán que, en la década de los sesenta del siglo pasado, impulsó la introducción de esta industria en España y que promovió los estudios destinados a la construcción de una conexión entre España y el Norte de África¹⁴.

se encuentran en el Reglamento (UE) núm. 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) núm. 663/2009 y (CE) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) núm. 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo: DOUE L 328, de 21 de diciembre de 2018. Deben contener esos planes información sobre las interconexiones y propuestas de mejora.

¹¹ PNIE, pp. 194-195.

¹² PNIE, pp. 189-190. Véase F. DE LA FLOR GARCÍA, F. y L. VILLAFRUELA ARRANZ (coordinadores), *Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica. Estado actual y perspectivas*, Madrid, Club Español de la Energía, 2016.

¹³ Salvo que otra cosa se diga, la información aquí contenida se ha extraído de www.emplpipeline.com

¹⁴ P. FÁBREGAS, *Pere Durán Farrell*, Barcelona, RBA, 2014.

El tramo argelino tiene 575 km kilómetros. El tramo marroquí tiene 540 km de tramo terrestre, 47 km submarinos (27 bajo aguas marroquíes y 20 bajo aguas españolas, donde alcanza una profundidad máxima de 400 metros). Tiene 48" de diámetro y una presión de servicio de 80 bar. El gasoducto consta de cuatro centros de mantenimiento (Aïn Bénimathar, M'Soun, Aïn Dorij y Tánger). Llega a las costas españolas en la playa de Zahara de los Atunes (Cádiz) y recorre 270 km hasta llegar a Córdoba. La entrada en funcionamiento del gasoducto tuvo lugar el 1 de noviembre y su inauguración corrió a cargo del Rey Juan Carlos I, el 9 de diciembre de 1996.

Por el gasoducto se transporta anualmente una media del 30% del gas natural que se consume en España y Portugal, y aporta gas para la producción eléctrica de dos centrales de ciclo combinado en Marruecos que generan el 17% de la producción marroquí de electricidad.

El tramo argelino es operado por la empresa pública argelina SONATRACH. La sociedad Europe Maghreb Pipeline Limited (EMPL) fue constituida en julio de 1992 con el objeto de promover, financiar y explotar, con exclusividad, el Gasoducto Magreb-Europa en el tramo marroquí, incluyendo el correspondiente a las aguas territoriales marroquíes en el Estrecho de Gibraltar. Los accionistas de EMPL son Naturgy (77,2%) y Galp Energía (22,8%). La presencia de *Galp Energía* en el accionariado es la señal de los intereses portugueses en la infraestructura. Originariamente, la entidad portuguesa participante fue la empresa pública *Transgas*, de la que Galp Energía es heredera. En la misma fecha se constituyó Metragaz, S.A., para llevar a cabo la construcción del gasoducto y, una vez el gasoducto entró en funcionamiento, para encargarse de la operación y mantenimiento de las instalaciones del gasoducto por cuenta de EMPL. De conformidad con el art. 3 de sus Estatutos sociales, Metragaz tiene por objeto social «la realización del conjunto de operaciones de reparación, de mantenimiento corriente y de explotación técnica del Tramo Marroquí del Gasoducto Maghreb Europa». Los accionistas de Metragaz son Naturgy (76,68%), Galp Energía (22,64%) y el organismo público marroquí *Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM: 0,68%)*. La actividad de ambas empresas está tutelada por el Ministerio de Energía, Minas, Agua y Medioambiente del Reino de Marruecos¹⁵.

B) El gasoducto MEDGAZ¹⁶

9. En los años setenta del siglo XX, se consideró que la conexión óptima entre los yacimientos de gas de Argelia y Europa, sería un gasoducto directo entre Argelia y España (Almería). Tras la realización de estudios sísmicos, análisis geológicos, inspecciones visuales del lecho marino y estudios oceanográfico, se percibió la inviabilidad técnica de esa opción. Tales limitaciones desaparecieron en el año 2000. En ese año, CEPSA y SONATRACH firmaron un protocolo para relanzar el proyecto. En febrero de 2001 se constituyó la «Sociedad para el Estudio y Promoción del Gasoducto Argelia-Europa, vía España S.A.» (MEDGAZ). En 2004, MEDGAZ pasó a re-denominarse como «Sociedad para la construcción y explotación del Gasoducto Argelia-Europa, vía España S.A.». Se construyó, parcialmente, con fondos de la UE y el Banco Europeo de Finanzas le concedió en 2010 un préstamo por importe de 500 millones de euros.

El tramo terrestre argelino, desde los yacimientos de Hassi R'mel, es de 547 kilómetros. El gasoducto marítimo parte del puerto de Beni Saf (Argelia) y llega a la Playa del Perdigal (en la barriada del Alquián), en Almería. Tiene una capacidad de 8'72 bcms/año y una longitud de 210 km. Se está procediendo al aumento de la capacidad, de manera que en 2021 alcance los 10,9 bcms/año. El diámetro del gasoducto es de 48 pulgadas en tierra y 24 pulgadas bajo el mar. Tiene una profundidad máxima de 2.160 metros. El gasoducto se puso en funcionamiento en 2011.

Los promotores iniciales fueron SONATRACH, CEPSA y Naturgy (entonces, *Gas Natural*, luego *Gas Natural Fenosa* y, en la actualidad, Naturgy). Con posterioridad se fueron uniendo cinco

¹⁵ El análisis más completo del significado histórico y empresarial de este gasoducto se encuentra en A. BALLESTEROS, *El gas natural en España*, Madrid, LID, 2017, pp. 177-189. Véase, también, I. Martínez Díaz, *El gasoducto Magreb-Europa. Cruce del Estrecho de Gibraltar*, en «Revista de Obras Públicas, núm. 3325, año 140 (1993), pp. 47-58.

¹⁶ Salvo que otra cosa se indique, la información ha sido extraída de www.medgaz.com. Véase A. BALLESTEROS, *EL GAS...*, O.C., pp. 206-209.

empresas energéticas internacionales y en el año 2000 las empresas participantes en la sociedad eran las siete siguientes: CEPSA (20%), SONATRACH (20%), Endesa (12%), *Gaz de France* (hoy *Engie*, con el 12%), *Total* (12%), BP (12%) y ENI (12%). Iberdrola compró en 2003 su participación al ENI. Con el paso de los años otras empresas fueron deshaciéndose de sus participaciones, al tiempo que SONATRACH, CEPSA y *Naturgy* aumentaban su posición en MEDGAZ. En diciembre de 2006 se produjo la decisión firme de inversión (FID). Salieron de la sociedad las empresas Total y BP y el reparto accionarial quedó así: SONATRACH (36%), CEPSA (20%), Iberdrola (20%), Endesa (12%) y *Gaz de France* (12%). El 1 de abril de 2011 tuvo lugar el inicio de la operación comercial. En 2013, SONATRACH vendió un 10% a Gas Natural Fenosa (hoy *Naturgy*). Entre 2013 y 2014, Iberdrola, Endesa y *Gaz de France* (hoy *Engie*) pusieron a la venta sus participaciones y CEPSA y SONATRACH ejercieron su derecho de adquisición preferente. El reparto accionarial tras las operaciones de venta indicadas quedó así: SONATRACH (42,96%), CEPSA (42,09%) y Gas Natural Fenosa (hoy, *Naturgy*: 4,95%). En octubre de 2019, CEPSA cedió su participación a la sociedad CEPSA Holding LLC (filial del grupo *Mubadala*), quien alcanzó un acuerdo para vender sus acciones a SONATRACH y *Naturgy*. *Naturgy*, por su parte, cedió su participación (al 100%) a su filial *Medina Partnership*. En mayo de 2020, tras obtenerse las autorizaciones pertinentes, se produjo el cierre de la operación y el accionariado quedó así (que es el accionariado actual): SONATRACH (51%) y *Medina Partnership* (49%). *Medina Partnership* es una sociedad perteneciente, a partes iguales a *Naturgy* y a *BlackRock*¹⁷.

III. La reforma de la Directiva de Gas de 2009 relativa a los gasoductos procedentes de terceros países y hacia terceros países

1. El gasoducto *Nord Stream 2* como causa próxima de la reforma

10. En principio, la reforma llevada a cabo en 2019 sobre la DG de 2009 tuvo por finalidad solventar una laguna jurídica, derivada de la ausencia de cualquier mención en el Derecho derivado relativo al mercado interior del gas natural, a los gasoductos de conexión internacional con terceros países fuera de la UE. Se trata de un propósito loable, pero que no consigue esconder del todo una realidad: la reforma de la DG es una contrapartida a la decisión alemana de negociar bilateralmente con Rusia la construcción de un gasoducto directo entre ambos países por el Mar Báltico.

11. La UE puede decidir cooperar con terceros países para el fomento de proyectos de interés común y para garantizar la interoperabilidad de las redes (art. 171, 3, del TFUE). En ese contexto, las relaciones con la Federación Rusa en materia energética son importantes para la UE, pues de ahí procede el 30 por ciento del gas que se consume en la UE. Sin embargo, el *EU-Russia Energy Dialogue*¹⁸ está en suspenso desde la intervención de Rusia en Georgia y la invasión de la Península de Crimea.

12. A pesar de los conflictos políticos entre la UE y Rusia, la construcción de un gasoducto controvertido (el gasoducto *Nord Stream 2*), que llevará gas directamente desde Rusia hasta el norte de Alemania, está en la fase final de construcción. El nuevo gasoducto tendrá una gran capacidad de transporte y resultará especialmente interesante para Alemania, tras el apagón nuclear y tras la supresión de la generación mediante carbón (algo que acontecerá en los próximos años): podrá transportar 55.000 millones de metros cúbicos anuales, capacidad similar a la del primer *Nord Stream*, lo cual supondrá 110.000 millones de metros cúbicos anuales de gas procedentes de Rusia. Se trata de un proyecto controvertido por varias razones. El treinta por ciento de la demanda de gas natural de la UE se satisface con gas ruso. Hasta la construcción de este gasoducto, el gas ruso llegaba a Alemania, a través de Ucrania, Bielorrusia y Polo-

¹⁷ Ninguno de ambos gasoductos en un gasoducto de tránsito. Sobre tales gasoductos, *vid.* D. Azaria, *Treaties on Transit of Energy via pipelines and Countermeasures*, Oxford University Press, Oxford 2015.

¹⁸ *EU-Russia Energy Dialogue. The first ten years (2000-2011)*, European Commission Directorate-General for Energy Brussels 2011.

nia. Tras este gasoducto, llegará directamente. Al esquivar a Ucrania se priva a este país de los beneficios que supone su condición de territorio de tránsito de gas y aumenta la capacidad rusa de utilizar el gas como arma política contra Ucrania, pero sin que Alemania se vea afectada. Rusia utiliza sus abundantes reservas de gas como instrumento estratégico de su política internacional y por esa razón la UE y varios Estados miembros han buscado diversificar los abastecimientos, para ir disminuyendo paulatinamente la dependencia del gas ruso. Este gasoducto parece que va en la dirección contraria. Quizás por eso los Estados Unidos acusan a Alemania de poner en peligro la seguridad de Occidente con la construcción del *Nord Stream 2*, pues aumenta la dependencia de Rusia (incluso ha habido sanciones norteamericanas a las empresas participantes). Frente a los esfuerzos desplegados en los últimos quince años, por parte de las instituciones de la UE, a raíz de la primera crisis gasista ruso-ucraniana, este gasoducto significa una actuación unilateral de Alemania. *Gazprom* es la propietaria de la infraestructura¹⁹, pero cerca del 50 por ciento de la financiación proviene de empresas europeas: las alemanas *Uniper/E.ON* y *Wintershall* (filial de *BASF*), la austriaca *OMV*, la británico-holandesa *Shell*, y la francesa *Engie*. Las autoridades medioambientales danesas pidieron un nuevo estudio de impacto ambiental. El *Nord Stream 2* atraviesa aguas territoriales o zonas económicas exclusivas de Rusia, Finlandia, Suecia, Dinamarca y Alemania y se prevé que cueste 9.500 millones de euros²⁰.

13. El gasoducto continúa siendo muy controvertido²¹. El 15 de mayo de 2020, la autoridad reguladora alemana (*Bundesnetzagentur*) rechazó la solicitud de *Nord Stream 2* de exención de la regulación para la parte del gasoducto en territorio alemán²². Según el regulador, una exención requiere, entre otras cosas, que la línea de conexión de gas se hubiese completado antes del 23 de mayo de 2019 y este no es el caso del *Nord Stream 2*. La controversia ha llegado hasta el punto que los Estados Unidos han impuesto sanciones al gasoducto.

Bajo la presión derivada de las disputas políticas generadas por la construcción del gasoducto *Nord Stream 2*, incluyendo la fuerte oposición del Parlamento europeo al gasoducto, se llevó a cabo una propuesta de modificación de la DG de 2009, con objeto de salvar el proyecto, que condujo a su modificación mediante la Directiva (UE) núm. 2019/692, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019 por la que se modifica la DG de 2009²³.

2. Objeto de la reforma

14. La UE depende en gran medida de las importaciones de gas de terceros países y en el mejor interés de la UE y de los clientes de gas conviene que los gasoductos que conectan la UE con esos terceros países están sujetos a las mismas reglas de transparencia y competencia. La legislación de la UE en general se aplica en las aguas territoriales y en la zona económica exclusiva de los Estados miembros de la UE, pero la DG de 2009 no contiene un marco legal específico para los gasoductos hacia y desde

¹⁹ La empresa pública estatal *Gazprom* ha mantenido varias disputas acerca de su sujeción al Derecho de la UE: véase I. HERRERA ANCHÚSTEGUI y N. CUNHA RODRIGUES, *Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines, o.c.*, particularmente epígrafes 2.2 (*Litigation and clashes beyond the EU jurisdiction*) and 4 (*Extraterritoriality in EU competition law?: The Gazprom DG Competition case*).

²⁰ «El País», 7 de abril de 2019 y «La Vanguardia», 6 de mayo de 2019.

²¹ Para varios expertos, la cantidad adicional de gas de *Nord Stream 2* no es realmente necesaria, no es indispensable para la seguridad del suministro en Alemania y Europa (Christoph Weber, profesor de Economía Energética en la Universidad de Duisburg-Essen). Marc Oliver Bettzüge, director del Instituto de Economía Energética (EWI) de la Universidad de Colonia, tampoco ve ninguna brecha en el suministro si el *Nord Stream 2* no entrase en funcionamiento, en <https://www.dw.com/es/necesita-europa-realmente-el-gasoducto-ruso-nord-stream-2/a-54869213> (visitado el 16 de noviembre de 2020, por última vez).

²² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2020/BK7-20-0004/BK7-20-0004_Beschluss_Internet.html?nn=269738 (consultado, por última vez, el 18 de noviembre de 2020). El Tribunal General de la UE rechazó, por falta de legitimación los recursos interpuestos por *Gazprom contra la Directiva: Orden de 20 de mayo de 2020, Nord Stream 2 v Parliament and Council, T-526/19, EU:T:2020:210, decisión analizada por I. HERRERA ANCHÚSTEGUI y N. CUNHA RODRIGUES, EXTRATERRITORIAL EFFECTS OF EU LAW OVER GAS PIPELINES, o.c., EPÍGRAFE 6 (THE LAST BATTLE?)*.

²³ DOUE L 117, de 3 de mayo de 2019.

terceros países. Se llegó a la conclusión de que las normas aplicables a los gasoductos de transporte de gas que conecten dos o más Estados miembros, los interconectores, no son aplicables a los gasoductos que llegan a la UE. Sin embargo, hay una praxis comunitaria consistente en aplicar los principios básicos del marco regulatorio establecido por la DG de 2009 en relación con terceros países, en particular a través de acuerdos internacionales relativos a los gasoductos de entrada en la UE. Se consideró que era necesaria una reforma legislativa para definir y especificar de manera explícita y coherente el marco regulatorio aplicable a todos los gasoductos, desde y hacia terceros países. Con las reformas llevadas a cabo en 2019, la DG de 2009 en su totalidad (así como las disposiciones legales relacionadas, como el Reglamento de 2009, los códigos de red y las directrices, a menos que se disponga lo contrario en dichos actos) serán aplicables a los gasoductos hacia y desde terceros países, incluidos los existentes y los futuros, hasta la frontera donde alcanza la jurisdicción de la UE y el mar territorial. Esto incluye las disposiciones sobre acceso de terceros, regulación arancelaria, separación de la propiedad y transparencia²⁴. Al mismo tiempo, esta reforma permite a los nuevos gasoductos hacia y desde terceros países solicitar una exención de esas reglas de conformidad con el artículo 36 de la DG de 2009. En cuanto a los gasoductos existentes, que caen fuera del ámbito de aplicación del art. 36 de la DG de 2009, los Estados miembros podrán conceder exenciones de la aplicación de las disposiciones principales de la DG de 2009, siempre que la exención no sea en detrimento de la competencia, el funcionamiento efectivo del mercado o la seguridad del suministro en la UE. Los gasoductos hacia y desde terceros países podrán estar, por lo tanto, sujetas a al menos dos regulaciones diferentes. Cuando esto conlleve situaciones legalmente complejas, el instrumento apropiado para asegurar un marco regulatorio coherente para todo el gasoducto es un acuerdo internacional con el tercer país o terceros países interesados. En ausencia de tal acuerdo, la concesión de una exención a favor de nueva infraestructura o el establecimiento de una derogación para una infraestructura ya en funcionamiento, el gasoducto sólo puede operarse de acuerdo con los requisitos de la DG de 2009, dentro de las fronteras a donde alcanza la jurisdicción de la UE

15. La Directiva núm. 692/2019 tiene por objeto reducir los obstáculos a la plena realización del mercado interior del gas natural que se derivan de la inaplicabilidad de las normas de mercado de la UE a los gasoductos de transporte con destino u origen en terceros países. Las modificaciones tratan de garantizar que las normas aplicables a los gasoductos de transporte que conectan dos o más Estados miembros también sean aplicables dentro de la UE a las que tienen destino u origen en terceros países. Se dota así de coherencia al marco jurídico de la UE y se evita la distorsión de la competencia en el mercado interior de la energía, así como los impactos negativos en la seguridad del suministro. Además, impulsan la transparencia y aportan seguridad jurídica a los participantes en el mercado y, concretamente, a los inversores en infraestructuras de gas y a los usuarios del sistema, en lo relativo a las normas aplicables²⁵.

3. Alcance de la reforma. ¿Extraterritorialidad?

16. Para alcanzar los objetivos señalados, la reforma de 2019 decide aplicar las previsiones de la DG de 2009 (aunque luego introduce un sistema generalizado de excepciones) a los gasoductos con terceros países. Así formulado, podría parecer que hay una aplicación «extraterritorial» del Derecho de la UE. No hay tal, como explica el autor de la reforma: «*La aplicabilidad de la Directiva 2009/73/CE a los gasoductos de transporte con destino u origen en terceros países está circunscrita al territorio de los Estados miembros. En lo que respecta a los gasoductos submarinos de transporte, la Directiva 2009/73/CE debe ser aplicable en el mar territorial del Estado miembro en el que está situado el primer punto de interconexión a la red de los Estados miembros*».

²⁴ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas (Text with EEA relevance) {SWD(2017) 368 final}, COM(2017) 660 final 2017/0294 (COD), Bruselas, 8 de noviembre de 2017.

²⁵ Este párrafo reproduce el contenido del Considerando núm. 3 de la Directiva núm. 692/2019.

17. La cuestión sobre la extraterritorialidad no es baladí para el Derecho de la competencia y tienen una relevancia especial para las relaciones entre la UE y la Federación Rusa. La reforma de la Directiva núm. 692/2019 tiene su origen en el nuevo gasoducto (Nord Stream 2) entre Rusia y Alemania. La empresa estatal rusa Gazprom es el suministrador dominante en la UE y la Comisión Europea llevó a cabo desde 2012 una investigación sobre la posición de esa empresa rusa en el mercado europeo. La investigación concluyó con una Decisión de 2018 que le impuso varios condicionamientos que pusiesen fin a varios comportamientos anticompetitivos²⁶. Frente a las acusaciones de la Federación Rusa acerca de la aplicación extraterritorial del Derecho europeo de la Competencia y de violación del Derecho internacional por parte de la UE, parece claro que en la Decisión de mayo de 2018, de la Comisión Europea, no hay tal²⁷.

18. En el caso de la reforma llevada a cabo por la Directiva núm. 692/2019, aun cuando no hay extraterritorialidad, es innegable que sus efectos van más allá del territorio de la UE (concretamente, respecto de los gasoductos submarinos, más allá del mar territorial del Estado miembro en el que está situado el primer punto de interconexión a la red de los Estados miembros). En ese sentido se ha señalado, certeramente, lo siguiente:

«Está claro, por tanto, que a pesar de que el ámbito de la Directiva (...) se ha ampliado, sin que esto implique una aplicación extraterritorial de la legislación energética de la UE sobre gasoductos de terceros estados -ya que solo se aplica a la parte del gasoducto ubicada en el mar territorial del país en el que tiene su punto de entrada-, su aplicación en territorio de la UE genera efectos directos o indirectos fuera del territorio de la UE, afectando a parte del conjunto del gasoducto. De esta manera (...) se ha expandido el Derecho de la energía de la UE, para regular los gasoductos de importación de gas natural de la Federación Rusa (y de cualquier otro país también), desde el punto de vista de la seguridad del suministro y la geopolítica»²⁸.

4. Modificación de la definición de interconector

19. La reforma consiste en la modificación de varios preceptos de la DG de 2009, como la definición de interconector. Para la versión original, un interconector era una línea de transporte que cruzaba o superaba una frontera *entre Estados miembros* con el único fin de conectar las redes de transporte nacionales de dichos Estados miembros. Tras la reforma, el concepto de interconector se amplía, porque ahora es un *«un gasoducto de transporte que cruza o supera una frontera entre Estados miembros al objeto de conectar la red nacional de transporte de dichos Estados miembros, o un gasoducto de transporte entre un Estado miembro y un tercer país hasta el territorio del Estado miembro o el mar territorial de dicho Estado miembro»²⁹*. Esta ampliación de la definición tiene consecuencias, por ejemplo, en materia de exenciones de la aplicación de algunas previsiones de la DG de 2009. El principal objeto de la reforma llevada a cabo en 2019 es que los gasoductos existentes con destino u origen en terceros países queden sujetos a la DG de 2009. Al mismo tiempo, la reforma introduce la posibilidad de excepcionar la aplicación de algunas de sus previsiones a tales gasoductos. Respecto de algunas infraestructuras gasistas nuevas (como los interconectores), el art. 36 de la DG de 2009 establece que pueden quedar exentos de la aplicación de la DG de 2009. El efecto de la ampliación de la definición de interconector es que ahora esos interconectores nuevos con terceros países se van a poder ver beneficiados por esas posibles exenciones³⁰.

²⁶ Decisión dictada en el asunto C(2018) 3106 final, *CASE AT.39816 – Upstream gas supplies in Central and Eastern Europe, de 24 de mayo de 2018*.

²⁷ Véase I. HERRERA ANCHÚSTEGUI Y N. CUNHA RODRIGUES, *Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines*, o.c., epígrafe 4 (*Extraterritoriality in EU competition law?: The Gazprom DG Comp case*).

²⁸ *Ibidem*, epígrafe 5.3 (*Limiting an expansive application of EU energy law?*)

²⁹ Nuevo art. 2, 17, de la DG de 2009.

³⁰ Véase el epígrafe III, 6.

20. La aplicación de las normas de la DG de 2009 sobre el nuevo gasoducto (como el acceso y la separación de actividades) es una victoria de las instituciones de la UE sobre Alemania. Sin embargo, el régimen jurídico del gasoducto queda, en realidad, en manos de lo que acuerden Rusia y Alemania, porque la coherencia regulatoria final derivará de lo que se establezca en un Tratado internacional entre las partes.

5. Aplicación de las normas de separación de actividades

21. De acuerdo con la versión original de la DG de 2009, si el 3 de septiembre de 2009 (fecha de entrada en vigor de la DG de 2009), la red de transporte pertenecía a una empresa verticalmente integrada, los Estados miembros pudieron no aplicar las reglas de separación patrimonial (entre el transporte y la producción y el suministro) y pudieron optar entre las otras opciones de separación de actividades (distinta de la patrimonial)³¹. Pues bien, esta opción se concede ahora a aquellos gasoductos que conecten con terceros países y que, el 23 de mayo de 2009 (fecha de entrada en vigor de la reforma) perteneciesen a un grupo energético integrado. La DG de 2009 establecía que, si el 3 de septiembre de 2009, la red de transporte pertenecía a una empresa integrada verticalmente y existían acuerdos que garantizaban una independencia más efectiva del TSO que las disposiciones sobre el ITO, los Estados miembros podrán decidir no aplicar las normas de separación patrimonial. Esta misma opción se concede, tras la reforma, a los gasoductos que conecten con terceros países y el 23 de mayo de 2009 fuesen parte de un grupo energético integrado y existiesen acuerdos que confiriesen una mayor independencia que las normas relativas al ITO³².

6. Litigios en materia de acceso a las redes de gasoductos previas

22. La DG de 2009 define la «*red previa de gasoductos*» como todo gasoducto o red de gasoductos explotados o construidos como parte de un centro de producción de petróleo o de gas, o utilizados para transportar gas natural de uno o más de dichos centros a una planta o terminal de transformación o a una terminal final costera de descarga. Es decir, se trata de los gasoductos ligados a la explotación de un yacimiento (*on-shore* u *off-shore*). Tras la reforma de 2019 ya no se considera que constituyen una «red previa» a los efectos de la DG de 2009, los gasoductos que conecten una planta de producción de gas o petróleo situado en un Estado miembro con una planta de procesamiento o una terminal final costera de descarga de un tercer país, ya que es poco probable que dichos gasoductos tengan un impacto significativo en el mercado interior de la energía³³.

23. En caso de conflictos transnacionales, la DG de 2009 establece que se han de aplicar los mecanismos de solución de conflictos del Estado miembro bajo cuya jurisdicción se encuentre la red de gasoductos previa a la que se haya negado el acceso. Cuando participe más de un Estado miembro en la red de gasoductos, los Estados miembros se han de concertar para garantizar la aplicación coherente de las disposiciones de la DG de 2009. La reforma de 2019 ha añadido que cuando la red previa de gasoductos tenga su origen en un tercer país y esté conectada con al menos un Estado miembro, los Estados miembros afectados se han de consultar mutuamente y el Estado miembro en el que esté situado el primer punto de entrada a la red de los Estados miembros debe consultar al tercer país afectado en el que se origine la red de gasoductos previa, con vistas a garantizar, por lo que respecta a la red afectada, la aplicación coherente de la DG de 2009 en el territorio de los Estados miembros³⁴.

³¹ Sobre las tres opciones de separación patrimonial véase el apartado V.

³² Nuevas versiones de los apartados 8 y 9 del art. 9, y del apartado 1, del art. 14, ambos de la DG de 2009, según la Directiva núm. 692/2019.

³³ Considerando núm. 5 de la Directiva 692/2019.

³⁴ Nueva versión del art. 34, 4, de la DG de 2009.

7. Exenciones aplicables a las infraestructuras nuevas

24. El art. 36 de la DG de 2009 versa sobre las infraestructuras nuevas y, en particular, sobre las exenciones que puede otorgarse, de varias previsiones de la DG de 2009. La justificación a esas exenciones descansa en que, si a una infraestructura nueva se le aplican, desde el primer momento, todas las normas de la DG de 2009, que persiguen implantar más competencia y transparencia, entonces se puede poner en peligro la recuperación de la inversión e, incluso, podría retraerse la construcción de infraestructuras nuevas.

25. Dado que ahora se traen al ámbito de aplicación de la DG de 2009 los gasoductos con terceros países, a la hora de conferir la exención se ha de evitar (entre otras cuestiones) que la exención sea perjudicial para la seguridad de suministro de gas natural dentro de la UE. Esta preocupación se une a las otras preocupaciones que ya había en la versión original de la DG de 2009: la competencia en los mercados pertinentes que probablemente se verán afectados por la inversión, el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas natural de la UE y el funcionamiento eficiente de las redes reguladas afectadas³⁵. Es lógico que a las preocupaciones originarias (competencia, funcionamiento eficiente de las redes y del mercado) se añada la preocupación por la seguridad del abastecimiento, dado que los gasoductos con terceros países son los gasoductos que abastecen de gas natural la UE³⁶.

26. La DG de 2009 dispone que la autoridad reguladora puede decidir, en función de cada caso particular, sobre las exenciones previstas en los apartados 1 y 2 del art. 36. Tras la reforma llevada a cabo en 2019 se exige que antes de decidir, la autoridad reguladora nacional o, cuando corresponda, otra autoridad competente del Estado miembro, debe consultar a las autoridades reguladoras de los Estados miembros cuyos mercados probablemente se verán afectados por la nueva infraestructura, y a las autoridades competentes de terceros países, cuando la infraestructura en cuestión esté conectada con la red de la UE bajo la jurisdicción de un Estado miembro, y tenga su origen o fin en uno o más terceros países. Cuando las autoridades consultadas del tercer país no respondan a la consulta en un período de tiempo razonable o en un plazo fijado no superior a tres meses, la autoridad reguladora nacional afectada puede adoptar la decisión necesaria³⁷.

27. En la versión original de la DG de 2009 se decía que si todas las autoridades reguladoras afectadas alcanzan un acuerdo sobre la solicitud de exención en el plazo de seis meses a partir de la fecha de recepción de la solicitud por la última de las autoridades reguladoras, debían informar a ACER de esa decisión. Tras la reforma de 2019, se añade que, cuando la infraestructura sea un gasoducto de transporte entre un Estado miembro y un tercer país, antes de la adopción de la decisión, la autoridad reguladora nacional o, cuando corresponda, otra autoridad competente del Estado miembro en el que esté situado el primer punto de interconexión con la red de los Estados miembros, pueden consultar a la autoridad competente de dichos terceros países, con el fin de garantizar, en relación con la infraestructura afectada, la aplicación coherente de la DG de 2009 en el territorio y, cuando proceda, en el mar territorial del Estado miembro. Cuando las autoridades del tercer país consultadas no respondan a la consulta en un período de tiempo razonable o en un plazo fijado no superior a tres meses, la autoridad reguladora nacional afectada puede adoptar la decisión necesaria³⁸.

³⁵ Nueva versión del art. 36, 1, letra e, de la DG de 2009.

³⁶ De acuerdo con esta reforma de la DG de 2009, el Real Decreto-ley núm. 34/2020, ha modificado el art. 71 1, letra e, de la LSH para incorporar expresamente esos criterios entre las condiciones a que ha de atenderse a la hora de conferir o denegar una exención de la obligación de dar acceso (DF 2ª, Tres, del Real Decreto-ley núm. 34/2020)

³⁷ Nueva redacción del apartado 3 del art. 36 de la DG de 2009. De conformidad con esa reforma, el Real Decreto-ley núm. 34/2020 ha modificado el art. 71, 3, de la LSH, para que la CNMC haga las consultas a que se refiere ese art. 36, 3, de la DG.

³⁸ Nueva redacción dada al art. 36, 4, segundo párrafo, por la Directiva 692/2019.

8. Las excepciones a la obligación de separación de actividades y de conferir acceso al gasoducto, a favor de los gasoductos con terceros países

28. La reforma está dirigida a sujetar a los gasoductos con terceros países a algunas previsiones de la DG de 2009 para, inmediatamente, habilitar unas excepciones a esa aplicación. Se afirma que debe autorizarse a los Estados miembros a conceder excepciones respecto de determinadas disposiciones de la DG de 2009 a los gasoductos de transporte que se hayan concluido antes de la fecha de entrada en vigor de la reforma de 2019, lo cual exige que la fecha para la aplicación de los modelos de separación distinta de la separación patrimonial debe ser adaptada en el caso de los gasoductos de transporte con destino u origen en terceros países³⁹.

29. Establece ahora el nuevo art. 49 bis de la DG de 2009 que aquellos gasoductos de transporte entre un Estado miembro y un tercer país que se hubiesen terminado antes del 23 de mayo de 2019 (el día de entrada en vigor de la reforma⁴⁰), el Estado miembro donde esté situado el primer punto de conexión de dicho gasoducto de transporte con la red de un Estado miembro podrá decidir establecer las siguientes exenciones, para las secciones de esos gasoductos de transporte situadas en su territorio o mar territorial: a) exenciones relativas a la separación de actividades y a la obligación de certificarse como gestor de una red de transporte (arts. 9, 10, y 11); y b) exenciones relativas a la obligación de dar acceso a la red de transporte, incluyendo las relativas a las tarifas y metodologías de las tarifas (arts. 32 y 41, apartados 6, 8 y 10).

30. Estas exenciones deben conferirse por razones objetivas, como permitir la recuperación de la inversión realizada o por motivos de seguridad del suministro, siempre y cuando la exención no sea perjudicial para la competencia, el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas o la seguridad de suministro en la UE. Las exenciones deben estar limitadas en el tiempo a un período máximo de veinte años sobre la base de una justificación objetiva, renovable en casos justificados, y pueden quedar sujetas a condiciones que contribuyan a la consecución de las condiciones expuestas anteriormente⁴¹. Las decisiones debieron adoptarse, a más tardar, el 24 de mayo de 2020. Los Estados miembros debieron notificar las decisiones a la Comisión y las hubieron de publicar.

31. De conformidad con el nuevo art. 49 ter de la DG de 2009, sin perjuicio de otras obligaciones establecidas por el Derecho de la UE y de la atribución de competencia entre la UE y sus Estados miembros, pueden mantenerse en vigor los acuerdos existentes entre un Estado miembro y un tercer país sobre la gestión de un gasoducto de transporte o una red previa de gasoductos hasta que entre en vigor un acuerdo suplementario entre la UE y ese mismo tercer país, o hasta que sea de aplicación el procedimiento contenido en el propio precepto⁴².

9. Otras reformas

32. En la versión original de la DG de 2009 se asignaba a las autoridades reguladoras nacionales la responsabilidad de cooperar en cuestiones transfronterizas con la autoridad o autoridades reguladoras

³⁹ Considerando núm. 4 de la Directiva núm. 692/2019.

⁴⁰ Art. 3 de la Directiva núm. 692/2019.

⁴¹ Estas exenciones no se aplican a los gasoductos de transporte entre un Estado miembro y un tercer país que, en virtud de un acuerdo celebrado con la UE, tenga la obligación de transponer la DG de 2009 a su ordenamiento jurídico y la haya aplicado de forma efectiva (es el caso de Noruega): art. 49 bis, 1, tercer párrafo, de la DG de 2009. Cuando el gasoducto de transporte en cuestión esté situado en el territorio de más de un Estado miembro, el Estado miembro en cuyo territorio se encuentre el primer punto de conexión con la red de los Estados miembros debe decidir si conceder o no la exención relativa al gasoducto de transporte, previa consulta con todos los Estados miembros afectados. A petición de los Estados miembros afectados, la Comisión puede decidir actuar como observadora en la consulta entre el Estado miembro en cuyo territorio esté situado el primer punto de conexión y terceros países en relación con la aplicación coherente de la DG de 2009 en el territorio y el mar territorial del Estado miembro en el que se encuentre el primer punto de interconexión, incluida la concesión de exenciones para tales gasoductos de transporte (art. 49 bis, 2, de la DG de 2009).

⁴² Apartados 2 a 15 del art. 49 ter, de la DG de 2009, con el encabezamiento «Procedimiento de habilitación».

de los Estados miembros correspondientes y con ACER. Tras la reforma, y en el caso de las infraestructuras con destino u origen en un tercer país, la autoridad reguladora del Estado miembro en el que esté situado el primer punto de interconexión con la red de los Estados miembros puede cooperar con las autoridades competentes del tercer país, previa consulta a las autoridades reguladoras de los demás Estados miembros afectados para, en relación con dichas infraestructuras, velar por la aplicación coherente de la DG de 2009 en el territorio de los Estados miembros⁴³.

33. Tras la reforma, los operadores de un sistema de transporte y otros operadores económicos gozan de libertad para mantener en vigor o celebrar acuerdos técnicos sobre cuestiones relativas a la gestión de gasoductos de transporte entre un Estado miembro y un tercer país, en la medida en que dichos acuerdos sean compatibles con el Derecho de la UE y con las decisiones pertinentes de las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros de que se trate. Estos acuerdos deben notificarse a las autoridades reguladoras del Estado miembro afectado⁴⁴.

IV. La transposición de la reforma de la Directiva a Derecho español

34. El Gobierno español aprobó el Real Decreto-ley núm. 27/2020. Aunque el tema principal del Real Decreto-ley nada tenía que ver con la industria del gas, sino con la situación financiera de los Ayuntamientos españoles, la DA 6ª contenía las exenciones a la separación de actividades y al acceso a la capacidad de los gasoductos con terceros países, exenciones exigidas por la reforma de la DG de 2009. Por su parte, la DF 5ª llevaba a cabo las pertinentes modificaciones de la LSH. Ese Real Decreto-ley no fue convalidado por las Cortes españolas. Tras ese intento fallido, el Gobierno aprobó el Real Decreto-ley núm. 34/2020. Las exenciones a favor de los gasoductos con Argelia se encuentran en el art. 4 y en virtud de la DF 2ª se llevan a cabo varias modificaciones de la LSH⁴⁵. Cuando se escriben estas líneas, el Real Decreto-ley no ha sido convalidado todavía, pero nada parece indicar que no lo vaya a ser, dada la ausencia de controversia política respecto de las normas relativas a los gasoductos, como respecto del resto de normas que lo integran.

35. En este apartado IV se hace una presentación de los aspectos generales de la transposición, mientras que algunos de ellos relativos a las excepciones en materia de separación de actividades y de acceso a la capacidad de los gasoductos, se examinan en los apartados V y VI, respectivamente.

36. El art. 4 del Real Decreto-ley 34/2020 tiene por encabezamiento, el siguiente: «*exenciones temporales relativas a los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la Unión Europea*». Dispone que los gasoductos de transporte de gas natural denominados Medgaz y Magreb-Europa, que transcurren por las aguas territoriales españolas hasta las terminales de recepción situadas, respectivamente en Almería y en Tarifa (Cádiz), quedan exceptuados temporalmente de lo establecido en los arts. 63.3, 63 bis, 63 ter y 70 de la LSH, durante un periodo de 12 meses. Esos preceptos de la LSH son los relativos a la separación de actividades, a la certificación del gestor de la red de transporte y al acceso a la red de transporte.

37. Las exenciones temporales otorgadas pueden verse extendidas por Orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previa solicitud motivada del titular o titulares, que debe ser presentada con al menos ocho meses de antelación a la finalización del periodo de la exención temporal otorgada. Estas extensiones, en su caso, deben ajustarse, en cuanto al plazo y al procedimiento para su aprobación, a lo establecido en el art. 71 bis de la LSH (el Ministerio puede requerir toda la documentación que considere necesaria para evaluar la solicitud).

⁴³ Nueva redacción del art. 41, 1, letra c, de la DG de 2009. En el mismo sentido, el nuevo apartado 6 del art. 42 de la DG de 2009.

⁴⁴ Nuevo art. 48 bis, de la DG de 2009.

⁴⁵ *Vid. epígrafe I, 3.*

38. El art. 71 bis es introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020⁴⁶, con el encabezamiento «*exenciones relativas a los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la Unión Europea*». Establece que los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la UE cuya construcción hubiera finalizado con anterioridad al 23 de mayo de 2019 (fecha de entrada en vigor de la reforma) pueden quedar exceptuados de lo establecido en los arts. 63, 3, 63 bis, 63 ter y 70 de la LSH, durante un periodo máximo de 20 años prorrogables en casos debidamente justificados. Los titulares pueden solicitar la exención, cuando se justifique por razones objetivas como permitir la recuperación de la inversión realizada, por motivos de seguridad del suministro, el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas en la UE y cuando la exención no sea perjudicial para la competencia. El Ministerio resuelve previo informe de la CNMC, en relación al eventual impacto sobre la competencia o el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas en la UE, otorgando o denegando la exención, en función de las razones objetivas mencionadas. La resolución de la prórroga de exención puede establecer limitaciones que contribuyan a la consecución de esos objetivos⁴⁷.

39. La exención no implica la inclusión de las instalaciones en el régimen retributivo del sector de gas natural⁴⁸. En este punto la reforma sigue la misma pauta que con las posibles excepciones al régimen de acceso a infraestructuras nuevas (o las modificaciones de instalaciones existentes que supongan aumento significativo de capacidad o que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas que por sus características singulares así lo requieran), porque la exención, de acuerdo con la LSH supone la no inclusión de la instalación en el régimen retributivo del sector de gas natural⁴⁹. La *exención* aplicable a gasoductos con terceros países opera sobre gasoductos ya existentes, mientras que la otra opera sobre nuevas infraestructuras o ampliación de las existentes. La forma de redacción de la «no inclusión» en el régimen retributivo es distinta. Respecto de los gasoductos internacionales, la *exención* no implica la inclusión. En el caso de las infraestructuras nuevas o ampliaciones de las existentes, la exención supone la no inclusión. A mi juicio, no hay que conceder importancia a esa diferente manera de expresarse. Parece lógico que todas ellas quedes extraídas del régimen económico integrado, para evitar los riesgos financieros que su inclusión implicaría, de otra manera.

40. Señala la LSH que, en el caso de conexiones internacionales con instalaciones de países terceros, que no formen parte de la UE, la excepción de la obligación de acceso a instalaciones nuevas se ha de hacer constar en la planificación en materia de hidrocarburos elaborada por el Gobierno de acuerdo con lo establecido en el art. 4 de la LSH⁵⁰. Esta excepción es respecto de nuevos gasoductos o ampliación de los existentes. No se trata de la excepción que rige para los gasoductos con terceros países, ya existentes, pues a estos segundos se les aplica las reglas introducidas con la reforma de la DG de 2009 en 2019 y las reglas que España aprueba para transponer esa reforma.

41. La capacidad no utilizada en los gasoductos internacionales con terceros países debe ser ofrecida en el mercado de forma transparente, objetiva y no discriminatoria, y los usuarios de las infraestructuras tienen derecho a vender la capacidad contratada en el mercado secundario⁵¹.

⁴⁶ DF 2^a, 4, del Real Decreto-ley núm. 27/2020.

⁴⁷ Art. 71 bis, apartados 1, 2 y 3, de la LSH, introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020.

⁴⁸ Art. 71 bis, 4, primer párrafo, de la LSH, introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020.

⁴⁹ Art. 70, 6, primer párrafo, de la LSH, en relación con el art. 71, también de la LSH. Este apartado 6 fue añadido (como apartado 5) por el art. 31 del Real Decreto-ley núm. 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. La redacción actual del primer párrafo procede del art. 2, Dieciocho, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo. El art. único, Diecinueve, de la Ley núm. 12/2007, de 2 de julio, introdujo un último párrafo en este apartado 6, que fue suprimido por el art. 2, Dieciocho, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo, y que decía así: «Reglamentariamente se desarrollará el procedimiento de autorización de esta exención de acuerdo con la normativa comunitaria».

⁵⁰ Art. 70, 6, segundo párrafo, de la LSH.

⁵¹ Art. 71 bis, 4 (párrafo segundo), de la LSH, introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020.

42. Los titulares de las instalaciones exceptuadas (gasoductos con terceros países) deben remitir a la CNMC y al Ministerio un informe anual (antes de la finalización del primer trimestre) con el detalle de la utilización de la capacidad de gasoducto durante el año natural inmediatamente anterior, las empresas que han accedido a las instalaciones con las cantidades transportadas por cada una de ellas, precios de acceso, así como cualquier otra información que la CNMC o el Ministerio soliciten. Transcurridos dos años del otorgamiento de la exención, los titulares de las instalaciones exceptuadas deben remitir al Ministerio un calendario de actuaciones para garantizar el pleno cumplimiento de lo establecido en los arts. 63, 3, 63 bis, 63 ter y 70 de la LSH, antes de que finalice el periodo de la exención⁵².

Los titulares de las instalaciones de conexión con terceros países deben llevar cuentas separadas de las actividades de transporte y comercialización y deben incluir las cuentas en el informe anual⁵³.

V. La separación de actividades

1. La separación de actividades en la industria del gas natural

43. La separación de actividades gasistas es uno de los pilares del Derecho relativo a la creación de un mercado interior del gas natural en Europa. Las Directivas europeas iniciales de 1998 y 2003 contenían reglas sobre la separación contable, jurídica y funcional, entre las variadas actividades gasistas (transporte, distribución, producción y comercialización o suministro). La DG de 2009 contiene igualmente unas reglas de separación de actividades, principalmente relativas a la separación de las redes de transporte y distribución del resto de actividades gasistas (como la producción y la comercialización). Una de las novedades más importantes de la DG de 2009 es que contempló también –como opción, con una consideración preferente– la separación patrimonial o propietaria (junto con los otros tipos de separación que habían introducido las Directivas de 1998 y 2003). La finalidad de las reglas de separación es introducir una mayor transparencia en el sector del gas natural, facilitar el acceso a las redes para que exista más competencia y aumentar la seguridad del suministro, la cual depende de una adecuada gestión de las redes.

44. La red básica española de gas natural está integrada por los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión (su presión máxima de diseño es igual o superior a 60 bares. Y se diferencia –dentro de la red básica– entre una red troncal y una red de influencia local. La red troncal comprende los gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. Se consideran incluidas en la red troncal, en todo caso, *las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas*, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento. Mediante una Orden Ministerial se detallaron qué instalaciones forman parte de la red troncal⁵⁴, donde se incluye Tarifa (EMPL) y Almería (Medgaz). La Red de influencia local está formada por gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

45. De acuerdo con las normas europeas, el art. 63, 1, de la LSH española exige que las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de tales actividades sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades. De acuerdo con el art. 60, 1, de la LSH esas cuatro actividades tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funciona-

⁵² Art. 71 bis, 5, de la LSH, introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020.

⁵³ Art. 71 bis, 6, de la LSH, introducido por el Real Decreto-ley núm. 34/2020.

⁵⁴ Orden núm. IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural (BOE núm. 274, de 14 de noviembre de 2012).

miento se ha de ajustar a lo previsto en la LSH. Este precepto traza una incompatibilidad clara entre las actividades reguladas y las actividades liberalizadas (producción o comercialización). Adicionalmente, otros preceptos establecen una separación entre el transporte y la distribución.

46. El art. 63, 2, de la LSH establece que los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, deben tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte. Los transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de GNL, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural⁵⁵. Los transportistas pueden incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, pero deben llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

47. Esas tres previsiones de la LSH (art. 60, apartado 1, y art. 63, apartados 1 y 2) afectan a los gasoductos EMPL y Medgaz porque gestionan dos gasoductos de transporte, concretamente una conexión internacional del sistema gasista español. La conexión internacional es el punto constituido por la *brida del gasoducto*, en territorio español, a partir de la cual el gasoducto es ya propiedad y responsabilidad de ENAGAS. La DF 2ª del Real Decreto-Ley núm. 34/2020 no exime a las sociedades operadoras de estos dos gasoductos de esa obligación de tener actividades reguladas como objeto social exclusivo, es decir, no les exime de cumplir con los apartados 1 y 2 del art. 63, de la LSH. La exención que introduce el Real Decreto-ley núm. 34/2020 es en relación con el art. 63, 3, de la LSH, que es el precepto que establece la opción (para las empresas propietarias de gasoductos de la red troncal, como son Medgaz y EMPL) entre una separación patrimonial o un sistema en el cual se disocia entre la propiedad del gasoducto y su gestión, que es llevada a cabo por un operador independiente.

48. Dado que el Real Decreto núm. 34/2020 exime a los gasoductos con terceros países del cumplimiento del art. 63, 3, de la LSH, analizamos a continuación su contenido. Ese apartado del art. 63 de la LSH confiere a las empresas propietarias de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos la opción de operar y gestionar sus propias redes (TSO), o de ceder la gestión de las mismas a un gestor de red independiente (ISO). Examinamos la primera opción en el epígrafe V.2 y, la segunda, en el epígrafe V.3. Si esas empresas no acuden ni a un ni a otro régimen, entonces pueden mantenerse bajo un régimen de separación funcional, llamado sistema ITO (sistema explicado en el epígrafe V.4). El Real Decreto-ley núm. 34/2020 exime igualmente, a los gasoductos con terceros países, de la obligación de certificar a los gasoductos como TSO o como ISO, contemplada en los arts. 63 bis y 63 ter, ambos de la LSH (cuestión analizada en el epígrafe V.5).

2. La separación propietaria o patrimonial

49. Las Directivas del mercado interior del gas natural de 1998 y 2003 habían introducido la exigencia de separación contable, jurídica y funcional. La DG de 2009 introdujo la separación patrimonial, pero no la impuso, tan sólo la ofreció como una alternativa (si bien aquellos Estados miembros que la tuviesen ya implantada en el momento de la entrada en vigor de la DG de 2009, quedaron obligados a mantenerla). La DG de 2009 contiene unas reglas de separación de actividades entre el transporte, la distribución, la producción y el suministro. Respecto del transporte, la DG de 2009 ofrece a los Estados miembros la posibilidad de elegir entre una separación llamada patrimonial o propietaria (sistema TSO), una separación funcional (sistema ITO) o una separación consistente en encomendar la gestión de la red a un operador independiente (sistema ISO).

50. De acuerdo con la fórmula de la separación patrimonial de la DG de 2009, los Estados miembros debieron garantizar que, a partir del 3 de marzo de 2012, toda empresa propietaria de una

⁵⁵ Art. 58, letra a, párrafo primero, de la LSH.

red de transporte actuase como gestor de la red de transporte. La versión inglesa de la DG de 2009 se refiere a un *transmission system operator* ó TSO, para designar al gestor de la red de transporte y por eso a este sistema de separación patrimonial se le llama sistema TSO. Se llama separación patrimonial (o propietaria) porque la empresa propietaria de la red de transporte, que actúa como un TSO, debe dedicarse exclusivamente a esa actividad de transporte, sin que pueda ser controlada por otra empresa (u otras empresas) del sector gasista. Inversamente, el TSO no puede tener control ni participaciones sobre otras empresas del sector gasista.

A) La introducción en España de un sistema de separación patrimonial en 2000

51. El sistema de separación patrimonial opera en España sobre ENAGAS desde varios años antes de que fuese previsto por la DG de 2009. La implantación de esta separación patrimonial en el sector del transporte del gas en España se llevó a cabo en cuatro pasos, a partir de la creación de una Disposición Adicional específica (la vigésima), en la LSH, para ENAGAS, en el año 2000.

En primer lugar, en 2000, un Real Decreto-ley obligó a la empresa entonces propietaria de ENAGAS a desinvertir en ella, y prohibió que ninguna empresa tuviese más del 35% de sus acciones⁵⁶.

En segundo lugar, en 2003, el límite fue rebajado del 35% al 5%⁵⁷.

En tercer lugar, en 2007 se añadió que nadie que participase en el capital de ENAGAS podría ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100; y aquellos sujetos que realizasen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participasen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrían ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS) por encima del 1 por 100. Se estableció una excepción a favor del sector público empresarial, con la vista puesta en un futuro aumento de la participación gubernamental en ENAGAS, que hoy alcanza el 5%; asimismo, se estableció que la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100⁵⁸.

En cuarto lugar, en 2011 se creó una nueva disposición específica para ENAGAS (la trigésimo primera), dentro de la LSH, que contiene el Derecho hoy vigente que se le aplica, tanto en lo que se refiere a la separación, dentro de la empresa, entre el transportista y el gestor técnico del sistema, como en lo atinente a la separación patrimonial del transportista. Una característica idiosincrásica del Derecho español es la figura del Gestor Técnico del Sistema (gasista), que es algo distinto del TSO (*transmission system operator* o gestor de la red de transporte). El Gestor Técnico del Sistema tiene facultades de ordenación sobre todo el sistema, y no sólo sobre la infraestructura de ENAGAS. De esta manera, en España hay que distinguir entre tres figuras: a) ENAGAS-Gestor Técnico del Sistema; b) ENAGAS-transportista y c) ENAGAS-gestor de una red de transporte (TSO). La reforma llevada a cabo en 2011 persigue ahondar en la separación entre dos facetas o aspectos de ENAGAS: la gestión técnica del sistema y el transporte. Siendo la gestión técnica del sistema una función característica del Derecho español, no existente, propiamente, en el Derecho europeo, la reforma de 2011 no vino a implementar la DG de 2009. De hecho, la Ley de 2011 que llevó a cabo tal reforma no menciona la DG de 2009.

Con la aprobación de esa nueva disposición adicional, quedó ENAGAS obligada en 2011 a constituir dos sociedades filiales. Debe ostentar la totalidad del capital social de ambas y les corresponden las funciones de gestor técnico del sistema y transportista, respectivamente. A la filial que ejerce las funciones del Gestor Técnico del Sistema le son de aplicación todas las disposiciones de la LSH relativas a la gestión técnica y a la sociedad filial que ejerza la actividad de transportista le son de aplicación todas las disposiciones de la LSH relativas a la citada actividad de transporte. Los gasoductos de transporte primario que forman parte de la red troncal le son autorizados de forma directa a ENAGAS.

⁵⁶ Versión original de la DA 20ª de la LSH, añadida por el art. 10 del Real Decreto-ley núm. 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

⁵⁷ DA 20ª de la LSH, según la redacción que le dio el art. 92, Tres, de la Ley núm. 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.

⁵⁸ DA 20ª de la LSH, según la redacción que le dio el art. único, Cuarenta y nueve, de la Ley núm. 12/2007, de 2 de julio.

52. La reforma de 2011 confirmó las reglas de separación patrimonial existentes e introdujo algunos detalles nuevos. Son las reglas vigentes en la actualidad. Ninguna persona física o jurídica puede participar directa o indirectamente en el accionariado de la sociedad matriz, en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Estas acciones no pueden sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no pueden ejercer derechos políticos en la sociedad matriz por encima del 1 por 100. Estas limitaciones no son aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no pueden sindicarse a ningún efecto. Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no puede superar el 40 por 100.

53. A efectos de computar la participación en el accionariado, se atribuyen a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el art. 5 del Real Decreto Legislativo núm. 4/2015, de 23 de octubre, sobre grupos de sociedades, que establece que, «a los efectos de esta ley, se estará a la definición de grupo de sociedades establecida en el artículo 42 del Código de Comercio»⁵⁹; en consecuencia, se computan aquellas cuya titularidad corresponda:

- a) A las personas que actúen en nombre propio, pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entiende, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.
- b) A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el art. 4 de la LMV.

En todo caso, se tiene en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital se considera infracción muy grave a los efectos señalados en el artículo 109 de la LSH, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto, de conformidad con lo dispuesto en los párrafos anteriores. En todo caso, es de aplicación el régimen sancionador previsto en la LSH.

ENAGAS, S.A. no puede transmitir a terceros las acciones de las filiales que realicen actividades reguladas.

54. Las limitaciones de los porcentajes de participación y no transmisibilidad de las acciones no son aplicables a otras filiales que ENAGAS, S.A. pueda constituir para el desarrollo de actividades empresariales distintas del transporte regulada en el art. 66 de la LSH, la gestión de la red de transporte y la gestión técnica del sistema gasista nacional⁶⁰.

55. Cuando en España estaban en vigor esas normas de separación patrimonial, impuestas sobre el principal transportista (ENAGAS), introducidas entre 2000 y 2007, se aprobó la DG de 2009. Era evidente que el Derecho español cumplía ya, mayoritariamente, con la DG de 2009, pero en 2012 se llevaron a cabo varias reformas en la LSH, para que el cumplimiento de la Directiva fuese completo. Estas reformas se explican a continuación.

⁵⁹ El precepto remite al art. 4 de la Ley núm. 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, pero esa Ley fue derogada por el Real Decreto Legislativo núm. 4/2015 (BOE núm. 255, de 24 de octubre de 2015). El art. 5 del Real Decreto Legislativo es igual al art. 4 de la Ley núm. 24/1988.

⁶⁰ DA Trigésima primera, de la LSH, fue añadida por la DF 6ª, Uno, de la Ley núm. 12/2011, de 27 de mayo.

B) La transposición de la Directiva de 2009, mediante el Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo

56. En 2012 se traspuso a Derecho español la DG de 2009. Por una parte, se estableció que ENAGAS, S.A. no puede realizar a través de las dos filiales constituidas en 2011, actividades distintas de la gestión técnica del sistema, el transporte y la gestión de la red de transporte. Del mismo modo dichas filiales reguladas no pueden adquirir participaciones en las sociedades con objeto social distinto. La clara finalidad de estas previsiones fue remarcar la separación entre el transporte de gas natural y otras actividades no relacionadas con el transporte⁶¹.

De otra parte, se introdujeron en 2012 en la LSH las reglas propias de la separación patrimonial. Se hizo mediante la inclusión de un nuevo apartado (el número 3) en el art. 63 de la LSH. De conformidad con ese art. 63, 3, de la LSH, las empresas propietarias de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos deben operar y gestionar sus propias redes o ceder su gestión de las mismas a un gestor de red independiente.

57. La DG de 2009 da una triple alternativa para la organización del transporte de gas natural: a) o un sistema de TSO (separado patrimonialmente, pues), b) o un sistema de gestor de transporte independiente (ITO, por sus siglas en inglés: *independent transmission operator*), lo cual significa una separación funcional (el transporte de gas puede permanecer en un grupo energético verticalmente integrado, pero deben establecerse reglas de separación funcional) o c) un sistema de gestor de red independiente (ISO, por sus siglas en inglés: *independent system operator*), donde la empresa propietaria de la red de transporte mantiene la propiedad pero encomienda su gestión a un tercero independiente.

58. Pues bien, la LSH española, en relación con la red troncal, no ofrece una triple alternativa, sino sólo doble: o una separación patrimonial o un sistema ISO. Es decir, las empresas que sean propietarias de instalaciones de la red de transporte troncal no pueden optar por mantener esas instalaciones dentro de un grupo verticalmente integrado, con reglas de separación funcional.

59. Si se elige el sistema de separación patrimonial, los gestores de red de transporte deberán cumplir unas condiciones de independencia, establecidas en el propio art. 63, 3, de la LSH y que son las siguientes⁶²:

- a) Ninguna persona física o jurídica tiene derecho:
 - 1. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo actividades de producción o suministro y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en la red troncal de gasoductos.
 - 2. A ejercer control de manera directa o indirecta sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte troncal y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro⁶³.

- b) Ninguna persona física o jurídica, tendrá derecho a nombrar a los miembros del órgano de administración de un gestor de red de transporte o una red troncal de transporte, y, directa o

⁶¹ DA 32ª de la LSH, con el encabezamiento «Sociedades filiales de ENAGAS, S.A.», añadida por el art. 2, Treinta y cinco, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo.

⁶² El apartado 3 del art. 63 de la LSH fue añadido por el art. 2, Diez, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo. La redacción vigente procede del art. 67, Dos, de la Ley núm. 18/2014, de 15 de octubre, que también añadió la letra c.

⁶³ A los efectos de lo dispuesto en el apartado 3, letra a, del art. 63 de la LSH, se incluye también dentro del concepto de «empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o comercialización» a aquellas que realicen las actividades de generación o suministro en el sector de la electricidad y en el término «gestor de red de transporte» al operador del sistema eléctrico o gestor de red de transporte en el sector de la electricidad (art. 63, 3, penúltimo párrafo, de la LSH).

indirectamente, a ejercer control o ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro.

- c) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a ser miembro del órgano de administración, simultáneamente en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro y de un gestor de la red de transporte o de la red troncal de transporte.

Los derechos indicados en las letras a) y b) anteriores incluirán en particular:

- 1º La facultad de ejercer derechos de voto.
- 2º La facultad de designar a miembros del órgano de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa.
- 3º La posesión de una parte mayoritaria conforme se establece en el artículo 42.1 del Código de Comercio.

Las reglas anteriores son las mismas establecidas en el art. 9, apartados 1 y 2, de la DG de 2009.

ENAGAS tiene unas reglas específicas de separación patrimonial (Disposición Adicional trigésimo primera, de la LSH⁶⁴) y se sobrentiende que son más concretas y exigentes (en lo que a la independencia se refiere) que las contenidas en este art. 63, 3, de la LSH.

3. El gestor de red independiente o ISO

60. Tras establecer las reglas de independencia que han de regir si se opta por el sistema de separación patrimonial, la LSH ofrece la alternativa del sistema ISO⁶⁵. Establece la LSH que, no obstante el sistema de separación patrimonial, aquellas empresas transportistas, que fuesen propietarias de instalaciones de la red troncal con anterioridad al día 3 de septiembre de 2009 y que por formar parte de un grupo empresarial al que pertenezcan sociedades que desarrollen actividades de producción o comercialización no den cumplimiento a las reglas de separación patrimonial, pueden optar por mantener la propiedad de las instalaciones de la red troncal siempre y cuando cedan su gestión a un gestor de red independiente en las condiciones establecidas en el art. 63 quáter, de la LSH.

61. Establece el art. 63 quáter de la LSH que las empresas deben proponer un ISO entre las empresas que hayan obtenido la certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades de transporte y deben solicitar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, su aprobación. Dicha designación está supeditada a la aprobación de la Comisión Europea y puede ser denegada en caso de que el ISO no cumpla alguno de los requisitos establecidos en la LSH y su normativa de desarrollo.

62. El ISO deber demostrar que dispone de los recursos humanos, técnicos, financieros y físicos necesarios para llevar a cabo sus funciones; y disponer de capacidad para cumplir con las obligaciones que impone el Reglamento núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento núm. 1775/2005, incluida la cooperación de los transportistas en los ámbitos europeo y regional.

63. Las funciones que debe llevar a cabo el ISO en relación con las instalaciones de la red troncal cuya gestión le hayan sido encomendadas son: a) conceder y gestionar las solicitudes de acceso a las instalaciones; b) firmar los contratos y recaudar los peajes correspondientes al acceso de terceros a las instalaciones; c) explotar, mantener y desarrollar la red de transporte de acuerdo con lo previsto en la planificación obligatoria, en la LSH y su normativa de desarrollo; d) planificar las infraestructuras ne-

⁶⁴ Véase apartado V.2.A.

⁶⁵ Art. 63, 3, último párrafo, de la LSH.

cesarias para el correcto funcionamiento de las instalaciones que gestionan, tramitar las autorizaciones correspondientes y construir las mismas, siempre y cuando las instalaciones no sean objeto de adjudicación directa de acuerdo con lo dispuesto en el art. 67.1 de la LSH. De acuerdo con el párrafo cuarto de este precepto (segunda frase), en el caso de las instalaciones que formen parte de la red troncal, la construcción y la explotación de las instalaciones son autorizadas de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal; e) adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a las responsabilidades correspondientes a sus funciones en relación con los activos cuya gestión le hayan sido cedidos.

64. Los propietarios de instalaciones de la red troncal que hayan cedido su gestión a un ISO deben: a) cooperar y apoyar al ISO para el desarrollo de sus funciones, incluida la aportación de toda la información necesaria; b) adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a la responsabilidad derivada de sus activos, exceptuando la correspondiente a las funciones del gestor de red independiente; c) financiar las inversiones decididas por el ISO y aprobadas por la CNMC, o dar su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el ISO; los correspondientes mecanismos de financiación deben ser aprobados por la CNMC, que previamente debe consultar al propietario de los activos junto con otras partes interesadas; d) aportar las garantías necesarias para facilitar la financiación de cualquier ampliación de la red, con excepción de las inversiones para cuya financiación por cualquier parte interesada haya dado su consentimiento; e) no son competentes para la concesión y gestión del acceso de terceros a las instalaciones cedidas ni de la planificación de inversiones.

El ISO y el propietario de las instalaciones de la red troncal deben firmar un contrato en el que se detallen las condiciones contractuales, así como las responsabilidades de cada uno. El contrato debe ser aprobado por la CNMC.

La CNMC controla que el propietario de la red de transporte y el ISO cumplen lo establecido. Puede solicitar la información que considere necesaria para el ejercicio de sus funciones y realizar inspecciones, incluso sin previo aviso, de las instalaciones tanto del titular de las instalaciones de transporte como del ISO.

La CNMC actúa como órgano de resolución de conflictos entre el titular de la instalación de transporte y el ISO, cuando uno de ellos lo reclame.

4. La separación funcional (sistema ITO)

65. La empresa titular de instalaciones de transporte que no formen parte de la red troncal, que esté integrada en un grupo energético, puede permanecer en tal grupo, pero respetando unas reglas de separación funcional. Dado que el Real Decreto-ley núm. 34/2020 exime a los gasoductos con terceros países de estar separado patrimonialmente o de designar a un ISO, entonces la fórmula de la separación funcional (fórmula ITO) adquiere importancia para el gasoducto MEDGAZ y para el gasoducto EMPL.

66. El art. 63, 4, de la LSH establece que un grupo de sociedades puede desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la LSH, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia⁶⁶:

- a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no pueden participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.
- b) Los grupos de sociedades deben garantizar la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus

⁶⁶ Las reglas de separación funcional fueron introducidas en la LSH en 2007, para transponer la DG de 2003, mediante la Ley núm. 12/2007, de 2 de julio. Fueron modificadas mediante Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo. La última versión (que es la vigente) de este apartado 4 del art. 63 de la LSH se la dio art. 67, Tres, de la Ley núm. 18/2014, de 15 de octubre.

intereses profesionales. En particular, deben establecer garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no pueden poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Asimismo, en relación con las actividades reguladas, las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades de distribución no pueden participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de la actividad de transporte, y viceversa.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no pueden compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

- c) Las sociedades que realicen actividades reguladas deben tener capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.

No obstante, el grupo de sociedades tiene derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y pueden someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso puede el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

Las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de esas reglas deben consignarse en un Código de Conducta y su cumplimiento debe ser evaluado por un sujeto independiente.

5. La certificación de los gestores de red de transporte

A) Obligación de certificación y exención de certificación

67. El Real Decreto-ley núm. 34/2020 exime a los gasoductos con terceros países de la obligación de obtener las certificaciones a que se refieren los arts. 63 bis y 63 ter, de la LSH, cuyas exigencias se analizan a continuación.

68. De conformidad con el art. 63 bis, de la LSH⁶⁷, las sociedades mercantiles que actúen como TSO o como ISO deben ser autorizadas y designadas como tales por la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a solicitud de las interesadas. Los TSO y los ISO deben obtener previamente una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la CNMC en relación con el cumplimiento de los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 63, 3, de la LSH, y de acuerdo con el procedimiento establecido.

69. La CNMC controla que la sociedad designada como TSO ó ISO mantiene en el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 63.3. Las designaciones de los TSO ó ISO se notifican a la Comisión Europea a efectos de su publicación en el «DOUE».

⁶⁷ El art. 63 bis fue introducido por el art. 2, Once, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo.

70. Las empresas que pretendan ser gestores de una instalación perteneciente a la red troncal deben solicitar la certificación a la CNMC. Asimismo, aquellas empresas que hayan sido certificadas deben notificar a la CNMC cualquier transacción que pueda requerir un control del cumplimiento de los requisitos relativos a la separación de actividades, incluyendo toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de un país no miembro de la UE asuma el control de parte de la red troncal o de un TSO.

71. La CNMC inicia el procedimiento de certificación tras la solicitud o notificación por la empresa interesada, tras una solicitud motivada del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico o de la Comisión Europea o a iniciativa propia en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

La CNMC, previa audiencia y de forma motivada, debe adoptar una resolución provisional sobre la certificación en el plazo máximo de cuatro meses desde la presentación de la solicitud o notificación. Transcurrido dicho plazo sin haberse dictado resolución expresa se considera que la certificación provisional ha sido concedida.

En todos los casos, la CNMC debe comunicar a la Comisión Europea su resolución provisional en relación con la certificación de la empresa interesada acompañada de la documentación pertinente relativa a la misma, con el fin de que ésta emita el correspondiente dictamen previo a la adopción de la resolución definitiva. Asimismo remitirá copia del expediente al Ministerio español.

De no emitir un dictamen la Comisión Europea en el plazo previsto al efecto en la legislación comunitaria, se considerará que no pone objeciones a la resolución provisional de la CNMC.

En el plazo de dos meses desde la recepción del dictamen emitido por la Comisión Europea, o agotados los plazos previstos al efecto en la legislación comunitaria, la CNMC debe resolver con carácter definitivo sobre la certificación, dando cumplimiento a la decisión de la Comisión Europea. Dicha resolución, junto con el dictamen de la Comisión Europea, deberá publicarse en el BOE y en el DOUE. La certificación no surte efectos hasta su publicación.

En cualquier fase del procedimiento, la CNMC y la Comisión Europea pueden solicitar a la empresa transportista o a las empresas que realicen actividades de producción o comercialización cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas recogidas en este artículo. La CNMC debe garantizar la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

72. En cuanto a la certificación en relación con países no pertenecientes a la UE, el art. 63 ter contiene otras previsiones⁶⁸. Cuando se solicite una certificación por parte de una empresa que esté controlada por una persona o personas de uno o más países no miembros de la UE, la CNMC lo ha de notificar a la Comisión Europea, así como toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de uno o más terceros países asuman el control de parte de la red troncal o de un gestor de red de transporte. La CNMC debe iniciar el proceso de certificación de acuerdo con el procedimiento y plazos previstos en el artículo 63 bis, de la LSH. En cualquier caso, la CNMC ha de denegar la certificación si no se ha demostrado: a) que la entidad en cuestión cumple los requisitos del art. 63 de la LSH, y b) que la concesión de la certificación no pone en peligro la seguridad de suministro energético nacional y de la UE, teniendo en cuenta los derechos y obligaciones de España y de la UE con respecto al tercer país, y otros datos y circunstancias específicos del caso y del tercer país de que se trate.

73. En la notificación de la resolución provisional a la Comisión Europea, la CNMC debe solicitar un dictamen específico sobre si la entidad en cuestión cumple los requisitos de separación de actividades, y si la concesión de la certificación pone en peligro la seguridad del suministro de energía a la UE. Cuando la resolución definitiva difiera del dictamen de la Comisión Europea, la CNMC debe comunicar y hacer público, junto con la resolución, su motivación.

⁶⁸ El art. 63 ter, de la LSH, fue introducido por el art. 2, Doce, del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo y entro en vigor el 3 de marzo de 2013 (DF 8ª del Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo).

B) La certificación de empresas españolas

74. ENAGAS Transporte, SAU y REGANOSA fueron certificadas como gestoras de red de transporte en virtud de las Resoluciones, respectivas, de 26 de julio de 2012 y de 4 de febrero de 2014, de la CNMC⁶⁹. Posteriormente, ENAGAS y REGANOSA fueron designadas como gestoras de red de transporte de gas natural de sus respectivas infraestructuras⁷⁰ (TSO).

Enagás Transporte, SAU fue certificada como gestora independiente de la red troncal de SAGGAS⁷¹ y de Enagás Transporte del Norte, S.L.⁷²; posteriormente fue designada como gestor independiente de las instalaciones de la red troncal de transporte de SAGGAS⁷³ y de Enagás Transporte del Norte, S.L.⁷⁴

VI. El acceso y la asignación de capacidad en los gasoductos internacionales

1. Planteamiento

75. La reforma operada en 2019 sobre la DG de 2009, al ampliar el concepto de interconector, ha tenido como consecuencia que ahora el Derecho europeo impone expresamente la obligación de dar acceso a los gasoductos con terceros países. La propia reforma contempla, sin embargo, que determinados gasoductos con terceros países puedan quedar exentos de la obligación de dar acceso. Cuando en 2017 la Comisión europea propuso la reforma de la DG de 2009 (que condujo a la aprobación de la Directiva 692/2019), parecía claro que, una vez aprobada, se aplicarían a los gasoductos con terceros países toda la normativa propia del Mercado Interior del gas natural, no sólo la DG de 2009. Esto es lo que se afirmaba en la memoria: «*Con las modificaciones propuestas, la Directiva sobre el gas en su totalidad (así como los actos jurídicos relacionados, como el Reglamento sobre el gas, los códigos de red y las directrices, a menos que se disponga lo contrario en esas leyes) se volverá aplicable a los gasoductos hacia y desde terceros países, incluidos los existentes y futuros, hasta la frontera de la jurisdicción de la UE. Esto incluye las disposiciones respectivas sobre acceso de terceros, regulación de tarifas, separación de propiedad y transparencia*»⁷⁵.

⁶⁹ Respectivamente, BOE núm. 197, de 17 de agosto de 2012 y BOE núm. 75, de 27 de marzo de 2014. Véase la Resolución de 5 de abril de 2018, de la CNMC, sobre la certificación de Regasificadora del Noroeste, SA, con respecto a la adquisición de acciones de la compañía por parte de Sojitz Corporation (BOE núm. 99, de 24 de abril de 2018).

⁷⁰ Respectivamente, Orden núm. IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagas transporte, SAU como gestor de red de transporte de gas natural (BOE núm. 257, de 23 de octubre de 2014) y Orden núm. IET/241/2015, de 12 de febrero, por la que se autoriza y designa a Regasificadora del Noroeste, SA como gestor de red de transporte de gas natural (BOE núm. 40, de 16 de febrero de 2015).

⁷¹ Resolución de 14 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagas Transporte, SAU como gestor independiente de la red de SAGGAS (BOE núm. 311, de 28 de diciembre de 2013). SAGGAS y Enagás Transporte, SAU, firmaron el 10 de diciembre de 2013 un “Contrato de prestación de servicio relativo a la gestión de instalaciones de la red troncal de transporte titularidad de la Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.” en el que se detallan las condiciones contractuales, así como las responsabilidades de cada uno de ellos. Dicho contrato fue aprobado mediante la Resolución de la CNMC de 14 de noviembre de 2013 de acuerdo con lo establecido en el artículo 63. quáter de la LSH. Véase, también, el Informe y propuesta de Resolución en el Expediente C-0652/15 ENAGAS/OSAKA/UFG/SAGGAS, de 2 de junio de 2015.

⁷² Resolución de 26 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagas Transporte, SAU como gestor independiente de la red de Enagas Transporte del Norte SL (BOE núm. 311, de 28 de diciembre de 2013).

⁷³ Orden núm. IET/21/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, SAU como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de la empresa Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (BOE núm. 17, de 20 de enero de 2015).

⁷⁴ Orden núm. IET/20/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, SAU como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de Enagás Transporte del Norte, S.L. (BOE núm. 17, de 20 de enero de 2015).

⁷⁵ *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas (Text with EEA relevance)* {SWD(2017) 368 final}, COM(2017) 660 final 2017/0294 (COD), Bruselas, 8 de noviembre de 2017.

76. España contempla el acceso a los gasoductos de conexión internacional de una manera amplia, inclusiva de los gasoductos con terceros países. Eso no significa, sin embargo, que el régimen jurídico del acceso y de la reserva de capacidad en los gasoductos con terceros países haya sido el mismo que el régimen jurídico del acceso y la capacidad en los gasoductos que conectan dos Estados miembros. Las reglas de asignación de capacidad, diseñadas para el fomento de la competencia en el Mercado Interior, son más restrictivas para el dueño del gasoducto que une dos Estados miembros que para el propietario del gasoducto con terceros países (esas reglas más restrictivas son las contenidas en el Reglamento de 2009 y sus normas de desarrollo). La razón estriba en que el poder de la UE sobre este segundo tipo de gasoductos es limitado, porque están ubicados (en mayor o menor extensión) fuera de las fronteras territoriales de la UE y del mar territorial de alguno de sus Estados. El propósito de este apartado VI es la determinación de qué grupo normativo se aplica en España al acceso a gasoductos con terceros países, pero no analizar detalladamente el régimen jurídico derivado del grupo normativo aplicable.

2. Inexistencia de una previsión específica sobre acceso a los gasoductos con terceros países en la versión original de la DG de 2009. El caso español

77. La DG de 2009 obliga a los Estados miembros a que garanticen la aplicación de un sistema de acceso de terceros a la red de transporte, basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro, de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red⁷⁶. La DG de 2009 obliga igualmente a dar acceso a las redes de gasoductos previas, pero no se trata de un acceso *regulado*, como el acceso al transporte, sino *negociado*, y se da en la forma que determine el Estado miembro, de conformidad con los instrumentos jurídicos pertinentes. La DG de 2009 permite que, a la hora de conferir (o denegar) el acceso a esa red de gasoductos previos, los Estados miembros tengan en cuenta un conjunto de circunstancias distintas a las que se tienen en cuenta en el acceso al transporte⁷⁷.

78. Para conocer el alcance de la obligación de dar acceso, es decir, para conocer qué infraestructuras quedan sujetas a la obligación de dar acceso y, más concretamente aún, para saber si los gasoductos de transporte con terceros países quedan sujetos a esa obligación, debemos acudir a las definiciones de la DG de 2009. Son relevantes aquí las definiciones de i) «*red previa de gasoductos*»: todo gasoducto o red de gasoductos explotados o construidos como parte de un centro de producción de petróleo o de gas, o utilizados para transportar gas natural de uno o más de dichos centros a una planta o terminal de transformación o a una terminal final costera de descarga; b) de «*transporte*»: el transporte de gas natural por redes constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintas de las redes de gasoductos previas; y c) de «*interconector*»: una línea de transporte que cruza o supera una frontera entre Estados miembros con el único fin de conectar las redes de transporte nacionales de dichos Estados miembros⁷⁸.

79. Pues bien, los gasoductos internacionales con terceros países no parecen quedar excluidos de la obligación de dar acceso, aunque no están expresamente mencionados. Una red previa procedente de un tercer Estado podría tener cabida dentro de la definición de red previa de la DG de 2009, cuando se trate de un gasoducto que una un yacimiento (de un país tercero) con una terminal de transformación o a una terminal final costera de descarga. La definición amplia de transporte de la DG de 2009 acogería también un gasoducto de transporte con un tercer país. En la versión original de la DG de 2009, el interconector era sólo el interconector entre Estados miembros, no con terceros países. La DG de 2009 no da acceso expreso a los interconectores, sino al transporte, pero los interconectores son, sin lugar a dudas, una parte del transporte. Es decir, que la DG de 2009 da acceso a los interconectores. Aunque los gasoductos con terceros países no eran interconectores, según la versión original de la DG de 2009, sí

⁷⁶ Art. 32, 1, de la DG.

⁷⁷ Art. 34 de la DG.

⁷⁸ Art. 2, apartados 2, 3 y 17, de la DG.

podrían considerarse (teóricamente) como una parte del transporte e, incluso, como una red previa de gasoductos.

80. A pesar de lo anterior, aun cuando los gasoductos con terceros países pudieran entenderse comprendidos dentro de las definiciones de «transporte» y de «red previa de gasoductos» de la DG de 2009, no parece que la norma tuviese ningún propósito de ser aplicada a tales gasoductos. No parece que la intención de la versión original de la DG de 2009 fuese incluir dentro de su ámbito de aplicación a los gasoductos con terceros países, dadas las objeciones que, desde el punto de vista del Derecho internacional, podrían suscitarse, por violación del principio de territorialidad de las normas. Puede afirmarse, incluso, que la DG de 2009, en su versión original, deja fuera de su ámbito aplicativo no sólo al tramo exterior de los gasoductos con terceros países (es decir, al tramo que recorre el territorio del tercer Estado), sino a la parte de ese gasoducto que entra en el territorio de un Estado miembro. No es que la DG de 2009 excluyese expresamente de su ámbito de aplicación a esos gasoductos, sino, sencillamente, que en el espíritu de la norma aletea la finalidad de aplicarse a todas las infraestructuras gasistas de la UE, salvo aquellas que conectan la UE con terceros Estados. Así como en la DG de 2009 se daba acceso a la línea de transporte que unía a dos países miembros de la UE, había que entender que no se confería acceso a los gasoductos que unen a un país miembro con un tercer país.

81. En la DG de 2009, lo *transfronterizo* es siempre relativo a las fronteras interiores de la UE, es decir, fronteras entre Estados miembros. Esto resulta evidente en todos los lugares que la DG de 2009 emplea la expresión «transfronterizo» y, en especial, en el art. 42. Que los gasoductos con terceros países no están contemplados por la DG de 2009, queda confirmado por la propia reforma del DG de 2009 en el año 2019. La ampliación de la definición de interconector a los gasoductos con terceros países, tiene como consecuencia que ahora hay también derecho de acceso a tales gasoductos.

82. Antes de la reforma de 2019 no se imponía a los Estados miembros la obligación de dar acceso a gasoductos con terceros países, aunque, lógicamente, no se les prohibía que dieran tal acceso⁷⁹. De hecho, el Derecho español confiere acceso a esos gasoductos con terceros desde la LSH de 1998. Lógicamente, el Derecho español nunca trató de hacer una aplicación extraterritorial de sus normas. Al contrario, las normas españolas se han referido al tramo nacional de los gasoductos internacionales. Por ejemplo, el art. 3, 1, letra e, del Real Decreto núm. 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 natural⁸⁰, establecía que quedaban incluidos dentro del régimen de acceso de terceros, «los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales *los comprendidos en el territorio nacional* que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países». Con palabras parecidas señala en la actualidad el art. 2, 1, letra e, del Real Decreto 984/2015, 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 natural⁸¹, que incluye dentro del sistema regulado de acceso «*los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los ubicados en el territorio español que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países*». Ahora bien, al sujetar a las previsiones de

⁷⁹ Sobre la discusión acerca de si la DG de 2009 se aplicaba, o no, a gasoductos con terceros países, véase I. HERRERA ANCHÚSTEGUI y N. CUNHA RODRIGUES, *Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines*, o.c., epígrafe 3 (*Extraterritoriality of EU energy law ann situation before and under the Gas Directive 2009/73*), donde citan las posturas de varios autores: L. HANCHER y A. MARHOLD, *A common EU framework regulating import pipelines for gas? Exploring the Commission's proposal to amend the 2009 Gas Directive*, en «Journal of Energy & Natural Resources Law», núm. 37 (2019), pp. 289-303; A. RILEY, *Nord Stream 2: A Legal and Policy Analysis*, CEPS - Energy Climate House, Bruselas 2016; K. Talus, *EU Energy Law and Nord Stream 2 Pipeline Project: from Applicability to Legislative Action*, en «International Energy Law Review», núm. (2018), pp. 162-170; y K. TALUS, *Application of EU energy and certain national laws of Baltic sea countries to the Nord Stream 2 pipeline project*, en el «Journal of World Energy Law & Business» núm. 10 (2017), pp. 30-42, y EU GAS MARKET AMENDMENT - DESPITE OF COMPROMISE, PROBLEMS REMAIN, EN «OIL, GAS AND ENERGY LAW (OGEL)», NÚM. 17 (2019).

⁸⁰ BOE núm. 215, de 7 de septiembre de 2011.

⁸¹ BOE núm. 261, de 31 de octubre de 2015.

la LSH a todas las conexiones internacionales (sin excluir las conexiones con terceros países), entonces estaba produciendo un aplicación indirecta (o refleja) de sus previsiones sobre todo el gasoducto⁸². Sin embargo, la aplicación de las normas de acceso españolas a esos gasoductos en tramo español carecía de virtualidad práctica, por cuanto el gas que había de transitarlo había sido contratado y decidido en origen, fuera de las fronteras españolas.

83. La DG de 2009 no se aplicaba, por tanto, a los gasoductos con terceros países. Esta interpretación es la única posible para entender la reforma de 2019, que se llevó a cabo, precisamente, para conferir derecho de acceso a los gasoductos con terceros países (aun cuando, a renglón seguido, establece la posibilidad de conceder una excepción a la aplicación del art. 32 -donde se encuentra recogida la obligación de dar acceso-, a favor de aquellos gasoductos de conexión con terceros países que estuviesen ya operativos antes de la entrada en vigor de la reforma).

3. La aplicación del Reglamento de 2009 y las normas aprobadas en su desarrollo (códigos de red) a los gasoductos con terceros países

84. Las argumentaciones ofrecidas en el epígrafe anterior acerca de cómo ha de interpretarse la ausencia de una previsión específica sobre el acceso a los gasoductos con terceros países, son igualmente válidas en relación con el Reglamento de 2009. Este Reglamento versa sobre el acceso a las líneas de transporte de gas natural en la Unión Europea, incluyendo a los gasoductos transfronterizos. No hay ninguna referencia los gasoductos con terceros países y aunque la posibilidad de que los Estados miembros diseñen un régimen propio de acceso a tales gasoductos no queda excluida, ha de entenderse que las previsiones del Reglamento se aplican exclusivamente a los gasoductos que unen Estado miembros entre sí, es decir, a los interconectores. En principio, la ampliación de la definición de interconector en la DG de 2009, tras la reforma de 2019, no afectaría al ámbito de aplicación del Reglamento, cuyas previsiones se aplican exclusivamente a los gasoductos dentro de la UE (dentro de un Estado miembro, o entre dos Estados miembros). Sin embargo, ya hemos visto que en la Memoria explicativa de la Directiva 692/2019 se dice que el efecto de la reforma es que se aplica a esos gasoductos con terceros países no sólo la DG de 2009, sino también los actos jurídicos relacionados, como el Reglamento de 2009, los códigos de red y las directrices. Añade la Memoria, sin embargo, lo siguiente: «*a menos que se disponga lo contrario en esas leyes*».

85. El Reglamento núm. 984/2013, de la Comisión, de 14 de octubre, de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) no 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, fue derogado por el Reglamento núm. 2017/459 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento núm. 984/2013⁸³. En ambos Reglamentos (vigente y derogado) su artículo 2 establece cuál es el ámbito de aplicación, en los mismos idénticos términos: «*El presente Reglamento será de aplicación a los puntos de interconexión. También podrá aplicarse a los puntos de entrada y de salida desde y hacia terceros países, con sujeción a la decisión de la correspondiente autoridad reguladora nacional*».

⁸² El caso español introduce así un pequeño matiz en la afirmación de Herrera y Cunha, quienes afirman que la no aplicación de la DG de 2009 a gasoductos con terceros países se confirma por la práctica de los Estados miembros de no exigir la aplicación de la DG de 2009 a tales gasoductos. Bien es verdad que se trataba de una previsión más teórica que práctica, que la aplicación de las normas españolas lo era sobre el tramo nacional español de esos gasoductos, y que la organización del acceso a esos gasoductos con terceros países no podía hacerse de la misma manera que a los gasoductos con países de la UE: I. HERRERA ANCHÚSTEGUI y N. CUNHA RODRIGUES, *Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines, o.c.*, epígrafe 3(Extraterritoriality of EU energy law ann situation before and under the Gas Directive 2009/73).

⁸³ DOUE L 72, de 17 de marzo de 2017.

86. Para entender el precepto transcrito hay que recordar dos cosas. En primer lugar, que (en ese contexto) los puntos de interconexión son puntos de interconexión dentro de la UE (normalmente, de interconexión entre dos países, aunque puede ser dentro del mismo país), pero sus previsiones se pueden aplicar, según disponga la autoridad reguladora nacional, a los puntos de entrada y de salida desde y hacia terceros países. En segundo lugar, que los Reglamentos europeos sobre asignación de capacidad no se aplican, en principio, a los gasoductos con terceros países (al menos, por supuesto, hasta la reforma de 2019).

En caso de que la autoridad reguladora nacional adopte la decisión de aplicar el Reglamento núm. 2017/459 en puntos de entrada y salida de gasoductos con terceros países, entonces se aplicarán a tales puntos algunas previsiones del Reglamento núm. 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas⁸⁴; este Código de Red trata de desarrollar las previsiones del art. 13 del Reglamento de 2009 sobre las tarifas de acceso.

4. El Derecho de acceso a los gasoductos internacionales en Derecho español

87. Los gasoductos y, en particular, los gasoductos internacionales, plantean problemas de competencia, dado que se trata de una infraestructura de capacidad limitada, en comparación con el número de operadores que desean utilizarlos. Por esa razón, las normas específicas de la industria del gas tienen reglas para que se proceda a una asignación equitativa de capacidad a los solicitantes, para luchar contra el *hoarding* (acaparamiento, que consiste en comprar toda la capacidad y luego no utilizarla o utilizar menos de la contratada, para expulsar a los competidores) y para garantizar una tarificación justa que no desincentive el acceso y que no sea favorable a aquellos operadores que, por la razón que fuere (incluyendo la pertenencia al mismo grupo energético) tienen intereses comunes al propietario del gasoducto.

88. Cuando la CNMC autorizó en 2020 la toma de control completo de MEDGAZ por parte de SONATRACH y Naturgy, tuvo en cuenta que «inicialmente, prácticamente toda la capacidad de transporte del gasoducto estaba reservada por accionistas de MEDGAZ, pero es a raíz de la presente operación (de concentración), cuando más de un 50% de su volumen de negocios estará contratado con terceros independientes»⁸⁵. En realidad, esa contratación con terceros independientes operaba ya antes de la operación de concentración. Se subraya que la «capacidad total de MEDGAZ está asignada no solo a sus accionistas sino también a terceros (el escrito de la CNMC oculta aquí, en aras de la protección de la confidencialidad de las empresas implicadas, la capacidad contratada por cada uno de esos terceros), mediante contratos de largo plazo (20 años) y que están vigentes hasta 2031. MEDGAZ no dispone de contratos de transporte en el periodo posterior al año 2031, si bien los contratos de transporte actuales prevén la prórroga por un periodo (el escrito de la CNMC oculta aquí, en aras de la protección de la confidencialidad de las empresas implicadas, el periodo en el cual el contrato está prorrogado)»⁸⁶. La circunstancia de que el uso del gasoducto vaya a quedar, a raíz de la operación de concentración (lo estaba ya), abierto al uso de otras empresas distintas de las accionistas, es una razón que abona la autorización dada por la CNMC.

89. En relación con el uso del gasoducto, el escrito de la CNMC incluye un párrafo que puede llevar a confusión a aquellos lectores no familiarizados con la normativa europea sobre el particular: «En el caso de las conexiones internacionales, la contratación de acceso a las interconexiones con otros países de la Unión europea (UE), se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013 y el Reglamento (CE) n.º 715/2009, que gestionan la asignación de capacidad mediante un sistema de subastas. En relación a la contratación de capacidad en las inter-

⁸⁴ DOUE núm. 72, de 17 de marzo de 2017.

⁸⁵ Informe y Propuesta de Resolución del Expediente C/1104/20 NATURGY / SONATRACH / MEDGAZ, de la CNMC, Sala de Competencia, de 24 de marzo de 2020, que autoriza la concentración, párrafo 14.

⁸⁶ *Ibidem*, párrafo 33.

conexiones con países no pertenecientes a la UE, Enagás, es la encargada de ofertar la capacidad de estos puntos mediante un sistema cronológico (asignación por orden de llegada de las solicitudes). Respecto a la asignación de la capacidad del gasoducto MEDGAZ, ésta se realiza en base a negociaciones bilaterales entre MEDGAZ y los operadores que deseen introducir gas en el sistema gasista español a través de esta infraestructura»⁸⁷.

90. Los gasoductos MEDGAZ y GME son «conexiones internacionales» (lo es, concretamente, la *brida* que separa el gasoducto que llega hasta territorio español, a partir de la cual pasa a ser responsabilidad de ENAGAS), pero la asignación de capacidad en ellos no se rige (obligatoriamente) por los Reglamentos europeos citados, ya que los gasoductos a los cuales se aplican ambas normas son los gasoductos que conectan dos países de la Unión Europea, es decir, los gasoductos europeos transfronterizos. El Reglamento núm. 984/2013, de la Comisión, de 14 de octubre, de 2013, que cita la CNMC en ese párrafo, está derogado. Concretamente, estaba derogado desde el año 2017, cuando se aprobó el Reglamento núm. 2017/459.

91. En el caso español, el escrito de la CNMC recuerda acertadamente que es ENAGAS quien ofrece la capacidad existente en los gasoductos con terceros países y en la asignación se va a guiar por el principio *prior in tempore potior in iure* (criterio cronológico), un principio que no rige en la asignación de capacidad en los gasoductos transfronterizos europeos, donde la subasta (*open season*) es el método habitual de asignación. En el caso concreto de asignación de la capacidad del gasoducto MEDGAZ, se realiza en base a negociaciones bilaterales entre MEDGAZ y los operadores que deseen introducir gas en el sistema gasista español a través de esta infraestructura.

92. La LSH sujeta a la obligación de dar acceso, también a las conexiones internacionales por gasoducto con instalaciones de países terceros. La LSH garantiza, en efecto, 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 determinan en las normas de desarrollo de la LSH⁸⁸. El precio por el uso de estas instalaciones viene determinado por el peaje, canon y cargo correspondiente. La obligación de dar acceso está establecida por la LSH sobre todas las instalaciones, sin exclusión de los gasoductos internacionales.

De hecho, el Real Decreto núm. 949/2001 dispuso expresamente que quedaban incluidas en el régimen de acceso de terceros los gasoductos de conexión internacional, entendiéndose como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países⁸⁹.

93. El Real Decreto núm. 984/2015⁹⁰ se aplica también a los gasoductos de conexión internacional, entendiéndose como tales los ubicados en el territorio español que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países (art. 2, 1, letra e). Ese Real Decreto se aprueba a la vista del Reglamento de 2009 y del Reglamento 984/2013 (luego derogado por el Reglamento 2017/459). Eso quiere decir que la asignación de capacidad a las instalaciones bajo su ámbito de aplicación no se lleva a cabo, generalmente, mediante el criterio cronológico, sino mediante sistemas de mercado, como establece su art. 8, 1: «*La asignación de capacidad de acceso a las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado*». Dada la forma de redacción del art. 2,2, letra e, del Real Decreto 984/2015 parece que los gasoductos con terceros países quedan también sujetos a sus previsiones sobre asignación de capacidad. Sin embargo, ulteriores previsiones de la norma tienen como objeto exclusivo las conexiones internacionales por gasoducto con otros países de la Unión Europea (por ejemplo, las previsiones contenidas en estos preceptos: art. 11, 1, párrafo 2º; art. 12, 2; DT 1ª; Anexo, 3, letra d).

⁸⁷ *Ibidem*, párrafos 38 y 39.

⁸⁸ Art. 60, 3, de la LSH.

⁸⁹ Art. 3, 1, letra e, del RD núm. 949/2001.

⁹⁰ Véase epígrafe VI.2.

94. Las diversas disposiciones y resoluciones que se han venido aprobado a raíz de la aceleración del proceso de creación de un mercado interior europeo del gas natural, han tenido por objeto la regulación del acceso en gasoductos transfronterizos dentro de la UE, no los gasoductos con terceros países. Durante unos años (hasta su derogación en 2015) algunas previsiones del Real Decreto 949/2001 se aplicaban en materia de reserva y renuncia la capacidad, con preferencia a la normativa europea, por cuanto tal normativa había de aplicarse en situaciones de congestión, no en gasoductos no congestionados⁹¹.

95. En desarrollo de las normas europeas y de la LSH se aprobó la Circular núm. 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC, por la que se establecieron los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa. Esta Circular está derogada. Unos días después se dictó la Resolución de 20 de febrero de 2014, de la CNMC, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, SAU, mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa con participación en los procedimientos de asignación de capacidad mediante subasta⁹². Mediante Resolución de 18 de enero de 2018, de la CNMC, se aprobó el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U., mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa⁹³. Ambas Resoluciones están ya derogadas (la primera tácitamente, la segunda expresamente). Pues bien, nada se decía en la Circular de 2014, ni en esas Resoluciones sobre el acceso a gasoductos con terceros países.

96. La Circular núm. 3/2017, de 22 de noviembre, de la CNMC, versa sobre los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar, pero exclusivamente en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa⁹⁴. La Circular núm. 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural⁹⁵. De acuerdo con su art. 2, quedan incluidas en el ámbito de aplicación de esa Circular las instalaciones sujetas al acceso de terceros conforme con lo dispuesto en el art. 60 de la LSH (instalaciones de la red básica e instalaciones de transporte y distribución). En relación con los mecanismos de asignación de capacidad, la Circular excluye de su ámbito de aplicación, las conexiones internacionales por gasoducto con Europa (art. 2, 2). Entra la duda acerca de si la exclusión de «las conexiones internacionales por gasoducto con Europa», significa, *a contrario sensu*, que sí quedan sujetas la conexiones internacionales con terceros países. La exclusión de «las conexiones internacionales por gasoducto con Europa» obedece a que la asignación de capacidad en esos gasoductos tiene su propia normativa. Nada hay en la norma que haga pensar al lector que su autor ha pensado en el acceso a y la asignación de capacidad en gasoductos internacionales (distintos de los europeos). En desarrollo de la Circular de 2019 se ha aprobado la Resolución de 15 de abril de 2020, de la CNMC, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso a las instalaciones del sistema gasista⁹⁶. Se unifica en un único contrato aquello a que se refieren las Circulares números 3/2017 y 8/2019. El contrato marco se refiere exclusivamente a los gasoductos de interconexión con Europa. Posteriormente, la Resolución de 3 de abril de 2020, de la CNMC, establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista⁹⁷.

97. La Circular núm. 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural⁹⁸, tiene un ámbito más amplio e incluye, a ciertos efectos, a los gasoductos con terceros países. Su art. 10 dispone que los peajes de transporte basados en capacidad se determinan conforme a la metodología de distan-

⁹¹ Véase mi trabajo *Régimen jurídico de los gasoductos transfronterizos en la Unión Europea*, en «Revista española de Derecho Europeo», núm. 72 (2019), pp. 9-42.

⁹² BOE núm. 50, de 27 de febrero de 2014.

⁹³ BOE núm. 39, de 13 de febrero de 2018.

⁹⁴ BOE núm. 290, de 29 de noviembre de 2017.

⁹⁵ BOE núm. 307, de 23 de diciembre de 2019.

⁹⁶ BOE núm. 113, de 23 de abril de 2020.

⁹⁷ BOE núm. 105, de 15 de abril de 2020.

⁹⁸ BOE núm. 202, de 25 de julio de 2020.

cia ponderada por capacidad establecida en el artículo 8 del Reglamento núm. 2017/460; y a efectos de aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad, se definen los siguientes parámetros: «a) puntos de entrada a la red de transporte: i) las conexiones internacionales con terceros países mediante gasoducto (...); y b) puntos de salida a la red de transporte: i) Las conexiones internacionales con países terceros mediante gasoducto».

98. La Circular núm. 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado⁹⁹. Nada parece excluir de su ámbito de aplicación los gasoductos de conexión internacional, incluso con terceros. De hecho, en su art. 23, que versa sobre las instalaciones singulares por sus características técnicas especiales, está pensando en gasoductos submarinos (como los gasoductos que unen España con terceros países): «Se entenderá por instalaciones singulares con características técnicas especiales aquellas instalaciones de transporte o plantas de gas natural licuado que tengan condiciones operativas o características constructivas que difieran y superen ampliamente los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas».

VII. Conclusiones

99. La reforma de la DG de 2009, en la medida en que trata de dar solución a un caso particular (el gasoducto directo entre Rusia y Alemania) provoca una desestructuración de la materia regulada. Las normas dirigidas a la creación de un Mercado Interior de gas natural en la Unión Europea (principalmente, la DG de 2009 y el Reglamento de 2009) se elaboraron para fomentar la competencia y el comercio transfronterizo de gas, pero entre Estados de la Unión Europea. En ningún momento los autores de esas normas pensaron en la extensión de su ámbito de aplicación a los gasoductos transfronterizos con terceros países. De aquí procede la desestructuración. Las normas propias del comercio transfronterizo de gas dentro de la UE no parecen adecuadas para el comercio transfronterizo de gas con países terceros, por cuanto en el primer caso hay detrás todo un *acquis* que persigue la implantación de un Mercado Interior, sin fronteras, mientras que, en el segundo caso, los terceros países están en otra estructura jurídica distinta, fuera de ese espacio común en que consiste el Mercado Interior. Inversamente, unas reglas menos exigentes (es decir, menos integradoras), que son las adecuadas para el comercio de gas natural con terceros países, no parecen tener acomodo en las normas dirigidas a crear un Mercado Interior del gas natural en la UE. Quizás eso explique que, al mismo tiempo que se extiende la ampliación de la DG de 2009 a los gasoductos con terceros países, la reforma contemple la posibilidad de conferir exenciones y excepciones, casi generalizadas. Resulta chocante que se decida que se va a aplicar el Derecho europeo al tramo del gasoducto que está en territorio de la UE o en su mar territorial, cuando esa previsión puede quedar en nada dado que el gasoducto llega ya con toda la capacidad asignada en origen (es decir, en el tramo que nace y transcurre por el tercer país, que no es miembro de la UE).

100. La reforma en 2019 de la DG de 2009 persiguió que los gasoductos con destino a o procedentes de terceros países, quedaran sujetos a las previsiones de la DG de 2009. Se trata de una decisión importante, para alinear la regulación de esos gasoductos con la regulación de la UE. Sin embargo, el alineamiento no es completo. Tampoco lo puede ser, ni parece conveniente, ni práctico. La aplicación de la DG de 2009 a esos gasoductos significa, principalmente, que queda sujetos a la obligación de dar acceso a terceros, así como a la obligación de separarlos de otras actividades gasistas (como la producción o el suministro). Sin embargo, la aplicación (aparentemente pretendida) del Reglamento de 2009 y de los Códigos de Red que se han ido aprobando en desarrollo de ese Reglamento, es problemática. Concretamente, las reglas de asignación de capacidad están en el Reglamento de 2009 y en el Código de Red aprobado en su desarrollo.

⁹⁹ BOE núm. 307, de 23 de diciembre de 2019.

101. Aunque no se puede decir que la reforma llevada a cabo en 2019 implique una *aplicación extraterritorial del Derecho de la UE*, es evidente que tras la reforma el Derecho de la energía de la UE despliega sus efectos más allá de sus fronteras. El intento de hacer aplicable todo el Derecho de la UE sobre el gas natural, en su integridad, a los gasoductos con terceros países, podría suscitar dudas de legitimidad y, sobre todo, resultaría un tanto vano, si se considera que la capacidad del gasoducto es contratada por su propietario, en origen, de acuerdo con el Derecho que sea aplicable en el territorio donde se encuentra ese tramo inicial.

102. A pesar de la retórica, el asunto abordado en este trabajo demuestra que no hay verdaderamente en la UE una sola voz con Rusia. El caso del *Nord Stream 2* y de la subsiguiente modificación de la DG de 2009 ilustra acerca de la necesidad de seguir esforzándose para que, en el ámbito gasista y en otros, la UE armonice su postura ate la Federación Rusa. Esta armonización no significa uniformismo, sino que los intereses energéticos de cada uno de los Estados miembros de la UE se han de perseguir en cooperación con los de otros Estados miembros y con el interés común de la UE.

103. En las normas europeas relativas al Mercado Interior del gas natural, lo *transfronterizo* hace referencia siempre a las fronteras entre Estados miembros. El propósito de esas normas es la creación de un Mercado Interior dentro de las fronteras de la UE, sin intención de que sus previsiones se apliquen fuera, a gasoductos con terceros países, de donde proviene el suministro para la UE. Esto ha sido así hasta la reforma de 2019. En el caso español, la situación es distinta en el plano legislativo, aunque, en la práctica, la situación es parecida a la expuesta para las normas del Mercado Interior europeo del gas natural. Desde su versión original, la LSH se refiere a las conexiones (o interconexiones internacionales), una forma de expresarse -interpretada en el contexto donde se utiliza esa expresión-, que claramente acoge también los gasoductos con terceros países (si bien la interconexión internacional es, propiamente, la brida, ubicada ya en territorio español, a partir de la cual el gasoducto pasa a ser responsabilidad de ENAGAS). En consecuencia, todas las previsiones aplicables a las infraestructuras de transporte de la red troncal (incluyendo todas las conexiones internacionales), serían aplicable a los gasoductos con terceros países. Entre esas previsiones se encuentran las relativas a la separación de actividades y el acceso a los gasoductos. Sin embargo, la situación de hecho, la que de verdad se ha aplicado desde 1998, es distinta a la que se deriva de la literalidad de la LSH. De hecho, los dos gasoductos que conectan España con terceros países (los gasoductos EMPL y Medgaz), han estado sujetos a un régimen distinto y particular.