

ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA

**RÉGIMEN JURÍDICO
DE LOS GASODUCTOS
E HIDRODUCTOS
INTERNACIONALES EN LA
UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA**

Marcial Pons

MADRID | BARCELONA | BUENOS AIRES | SÃO PAULO

2023

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
CAPÍTULO I	
IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL, DEL HIDRÓGENO Y DE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS EN LA UNIÓN EUROPEA	
1. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN LA UNIÓN EUROPEA	15
2. RELEVANCIA DE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN EUROPEA, PARA LA CREACIÓN DE UN MERCADO INTERIOR DEL GAS NATURAL.....	17
3. LA ENTRADA DE GAS AL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL MEDIANTE ABASTECIMIENTOS DEL EXTERIOR, EN LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN.	20
4. CONEXIONES INTERNACIONALES POR GASODUCTO CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA...	21
5. CONEXIONES INTERNACIONALES ESPAÑOLAS POR GASODUCTO CON TERCEROS PAÍSES	22
5.1. El gasoducto del Magreb (1996–2021)	23
5.2. El gasoducto MEDGAZ	25
6. IMPORTANCIA DEL HIDRÓGENO PARA EL FUTURO DEL SECTOR ENERGÉTICO EUROPEO Y ESPAÑOL Y DE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS	27

CAPÍTULO II

LAS REDES TRANSEUROPEAS DE ENERGÍA

1.	EL DERECHO ORIGINARIO DE LA UNIÓN EUROPEA CON INCIDENCIA DIRECTA SOBRE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS	33
2.	LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN DE LA ENERGÍA	35
3.	LAS INTERCONEXIONES GASISTAS Y LOS INTERCONECTORES DE HIDRÓGENO, COMO PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN Y SU FINANCIACIÓN	40
3.1.	Los gasoductos como proyectos energéticos estratégicos para la Unión Europea (2013–2022)	40
3.2.	Las nuevas orientaciones del Reglamento de 2022, a favor de las redes de hidrógeno	45
3.3.	El mecanismo «conectar Europa». <i>Connecting Europe Facility</i>	48

CAPÍTULO III

RÉGIMEN JURÍDICO DE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN EUROPEA

1.	EL PROCESO DE CREACIÓN DE LAS NORMAS REGULADORAS DEL ACCESO A LOS GASODUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (INCLUYENDO LOS TRANSFRONTERIZOS).....	51
1.1.	La limitada eficacia integradora de las Directivas de 1998 y 2003	51
1.2.	Hacia un Reglamento regulador del acceso a las redes de transporte en 2005 (incluyendo el transfronterizo). El Foro de Regulación del Gas.....	52
2.	EL ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS, INCLUYENDO EL TRANSFRONTERIZO, EN LAS NORMAS VIGENTES DEL MERCADO INTERIOR DEL GAS NATURAL, DE 2009.....	54
2.1.	Las interconexiones gasistas en la Directiva de 2009	55
2.2.	La responsabilidad de los gestores de red de transporte sobre las interconexiones según la Directiva de 2009. Las instalaciones de la red troncal en Derecho español.....	55

	Pág.
2.3. El Reglamento de 2009 y su contenido. Los códigos de red	59
3. LOS PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD Y DE GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN APLICABLES A LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE	63
3.1. Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad. Su aplicación en España	63
3.2. La gestión de la congestión y el principio de fomento de liberación de la capacidad ociosa	66
3.3. Derecho español sobre renuncia a la capacidad	68
3.4. La modificación de las normas europeas de reducción de capacidad en 2012 y su eficacia temporal	72
4. DIRECTRICES, PRINCIPIOS, ORIENTACIONES Y CÓDIGOS DE RED. EL <i>SOFT LAW</i> EN EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS	80

CAPÍTULO IV

RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS GASODUCTOS CON TERCEROS PAÍSES

1. EL GASODUCTO <i>NORD STREAM 2</i> (ENTRE RUSIA Y ALEMANIA), CAUSA DE LA REFORMA NORMATIVA DE 2019 (LA CUAL, TRAS LA INVASIÓN RUSA DE UCRAINA, SE HA QUEDADO SIN CAUSA)	83
2. OBJETO DE LA REFORMA DE LA DIRECTIVA DE GAS DE 2009 RELATIVA A LOS GASODUCTOS PROCEDENTES DE TERCEROS PAÍSES Y HACIA TERCEROS PAÍSES	88
3. ALCANCE DE LA REFORMA. ¿EXTRATERRITORIALIDAD?	91
4. MODIFICACIÓN DE LA DEFINICIÓN DE INTERCONECTOR	92
5. EXENCIONES APLICABLES A LAS INFRAESTRUCTURAS NUEVAS	93
6. LITIGIOS EN MATERIA DE ACCESO A LAS REDES DE GASODUCTOS PREVIAS Y OTRAS REFORMAS	96
7. LA TRANSPOSICIÓN DE LA REFORMA DE 2019 DE LA DIRECTIVA A DERECHO ESPAÑOL	99

	Pág.
8. LA OBLIGACIÓN DE SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES	100
8.1. La separación de actividades en la industria del gas natural.....	100
8.2. Las tres alternativas de la Directiva de 2009.....	103
8.3. La aplicación de esas alternativas tras la reforma de 2019.....	104
8.4. La separación propietaria o patrimonial.....	106
8.4.1. La introducción en España de un sistema de separación patrimonial en 2000 y su desarrollo ...	106
8.4.2. La transposición de la Directiva de 2009, mediante el Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo	110
8.5. El gestor de red independiente (GRI ó ISO)	112
8.6. La separación funcional (sistema ITO: no aplicable a una instalación de la red troncal).....	115
9. LA CERTIFICACIÓN DE LOS GESTORES DE RED DE TRANSPORTE.....	118
9.1. Obligación de certificación.....	118
9.2. La certificación de empresas españolas y la determinación del ISO.....	121
9.3. La aprobación del ISO, por parte de la Comisión Europea.....	124
10. EL ACCESO Y LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD EN LOS GASODUCTOS INTERNACIONALES	127
10.1. Planteamiento	127
10.2. 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	128
10.3. La aplicación del Reglamento de 2009 y las normas aprobadas en su desarrollo (códigos de red) a los gasoductos con terceros países.....	132
10.4. El Derecho de acceso a los gasoductos con terceros países en Derecho español.....	134
11. LAS POSIBLES EXENCIONES CONTEMPLADAS EN EL DERECHO EUROPEO Y SU APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL.....	141
12. UNA VALORACIÓN DE LA REFORMA DE 2019.....	150

CAPÍTULO V

**RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS INTERCONECTORES DE
HIDRÓGENO (CON ESPECIAL REFERENCIA A H₂MED)**

1.	LA PROMOCIÓN DE CORREDORES VERDES (DE HIDRÓGENO) EN LA UNIÓN EUROPEA	153
2.	UN POCO DE HISTORIA. DE LA CONCEPCIÓN DEL PROYECTO MIDCAT, A SU ABANDONO.....	154
3.	DE MIDCAT A BARMAR, COMO PROYECTO INICIAL	160
4.	EL CORREDOR VERDE DE HIDRÓGENO H ₂ MED	163
5.	ALGUNOS INTERROGANTES (Y CRÍTICAS).....	169
6.	¿QUÉ HIDRÓGENO PARA EL HIDRODUCTO H ₂ MED? ¿Y QUÉ DIRECCIÓN TENDRÁ EL HIDRODUCTO?	172
7.	LA CONSOLIDACIÓN DEL LIDERAZGO DE ENAGÁS EN MATERIA DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO. EL ACUERDO CON REGANOSA	176
8.	EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS INTERCONECTORES DE HIDRÓGENO EN EL (FUTURO) DERECHO DE LA UE.....	177
8.1.	Objetivos de la reforma proyectada, en relación con las redes transfronterizas de hidrógeno	178
8.2.	La obligación de los gestores de las redes de hidrógeno de ampliar la capacidad transfronteriza.....	179
8.3.	Los interconectores.....	180
8.4.	Planificación e impulso de la construcción de infraestructuras, también de las transfronterizas	181
8.5.	Acceso a las redes de hidrógeno y su tarificación.....	182
8.6.	Separación de actividades en la industria del hidrógeno.....	185
8.7.	Interconectores de hidrógeno con terceros países	188
8.8.	Gestión de la congestión.....	189
8.9.	Financiación de la infraestructura transfronteriza de hidrógeno.....	189
8.10.	Excepciones al ATR y al <i>unbundling</i> a favor de las redes de hidrógeno existentes en el momento de entrada en vigor de la DGH.....	192
8.11.	La calidad del hidrógeno en interconexiones transfronterizas	193
8.12.	Exenciones a favor de los nuevos interconectores, sus ampliaciones y otras infraestructuras de hidrógeno ...	195

	<u>Pág.</u>
EPÍLOGO. ALGUNAS HISTORIAS DE ÉXITO DEL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL CONTEMPORÁNEO Y SUS RAZONES.....	197
ANEXO BIBLIOGRÁFICO	201
ANEXO NORMATIVO.....	205

CAPÍTULO I

IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL, DEL HIDRÓGENO Y DE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS EN LA UNIÓN EUROPEA

1. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN LA UNIÓN EUROPEA

El gas natural ha representado tradicionalmente entre el 20 y el 25 por ciento del total de energía consumida en la UE. Más del 70 por ciento de ese gas natural vino siendo importado de fuera de la UE, particularmente de Rusia. Desde la ilegítima invasión de Ucrania, se persigue acabar con la amenaza del gas ruso. Hay una gran dependencia de suministros de gas natural de origen no comunitario¹.

La industria del gas natural en Europa ha sido una industria predominantemente basada en los gasoductos, por donde

¹ 41 por ciento de Rusia; 16 por ciento de Noruega; 7,8 por ciento de Nigeria; 5,4 por ciento de Qatar; 3,5 por ciento de Nigeria; 3,2 por ciento de Estados Unidos; 2,7 por ciento del Reino Unido y 20,4 por ciento de otros: «European Commission, EU Energy in figures», *Publications Office of the European Union*, Luxemburgo 2021 (septiembre), pp. 21, 22 y 24.

llegan los abastecimientos de esos terceros países, fundamentalmente Rusia, Noruega y Argelia. También en el Reino Unido existen gasoductos que conectan sus yacimientos *off-shore* con la isla de Gran Bretaña. La alternativa al gas canalizado por gasoducto es el gas natural licuado (en adelante, GNL), que constituye un sector en clara expansión en los tiempos presentes, en todo el mundo².

El GNL llega a las plantas de regasificación ubicadas en los puertos, donde es regasificado e introducido en la red de gasoductos. En su forma de GNL, el gas natural llega a Europa de muy diversos países, como Perú, Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago y varios otros. La UE ha potenciado en los últimos tiempos el GNL. Venía haciéndolo desde hace años, pero el apoyo al GNL se acentuó tras la invasión rusa de Crimea y, sobre todo, tras la invasión rusa de Ucrania en 2022 (la coronación de sus disputas sobre tránsito con Ucrania y, también, con Bielorrusia, aunque la autocracia que gobierna en ésta última ha facilitado las relaciones con el Kremlin). Esa es una manera de diversificar los suministros, de aportar seguridad y flexibilizar el sistema gasista y de zafarse de las amenazas rusas de corte del suministro. España ha sido pionera en la UE al dotarse de un buen número de plantas de regasificación (seis en funcionamiento, y la séptima que lo hizo en Gijón en febrero de 2023, con un régimen especial hasta el 31 de diciembre de 2026³). En este contexto, con esa altísima dependencia del exterior y con un limitado número de puntos de entrada del gas en el sistema europeo, se entiende la importancia de las interconexiones gasistas entre Estados miembros.

El gas natural es una fuente de energía muy importante en el presente y en el futuro de la Unión Europea. En la transición hacia un sistema energético electrificado, el gas natural proporciona seguridad, flexibilidad y limpieza. En el sector eléctrico, la generación mediante gas natural (los ciclos com-

² *World Energy Outlook 2021*, Paris, International Energy Agency, 2022.

³ Resolución de 2 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece un régimen económico singular y de carácter temporal para la planta de regasificación de El Musel (*BOE* núm. 41, de 17 de febrero de 2023).

binados) proporciona la seguridad que no tienen las energías renovables; adicionalmente, se trata de una generación flexible, por oposición a otras más rígidas (como la nuclear), por cuanto puede fácilmente regularse su entrada en funcionamiento, su parada y la intensidad de la generación. Es una energía más limpia que el resto de los hidrocarburos, porque la combustión de gas natural produce menos emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, de ahí que ofrezca ventajas respecto del resto de combustibles fósiles. El gas natural es una alternativa ya disponible en el transporte terrestre, el ferroviario y el marítimo (como gas natural licuado, o gas natural comprimido o vehicular). Piénsese en algunas flotas municipales de autobuses que utilizan gas natural vehicular. El gas natural va a seguir siendo una fuente relevante, incluso después de desarrollada la actual transición energética, porque constituye un apoyo a la generación renovable.

2. RELEVANCIA DE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN EUROPEA, PARA LA CREACIÓN DE UN MERCADO INTERIOR DEL GAS NATURAL

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 GNL, en España y en el resto de Europa⁴. En el caso español, el gasoducto que une directamente España con Argelia goza de una especial significación energética y geoestratégica.

La UE viene esforzándose por crear un mercado interior del gas natural, seguro, transparente y competitivo. Con ese

⁴ Acerca de la dependencia de la EU del gas ruso, véase HERRERA-ANCHÚSTEGUI, I. y CUNHA RODRIGUES, N., «Extraterritorial Effects of EU Law Over Gas Pipelines: The Case of Gazprom and Nord Stream 2», en CUNHA RODRIGUES, N. y HERRERA-ANCHÚSTEGUI, I., (eds.), *Extraterritoriality of EU Economic Law*, Berlin, Springer, 2021, pp. 1–32, particularmente epígrafe 2.1. *Gas flow into the EU Member States*.

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, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural⁵, derogada por la Directiva núm. 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural⁶. En la actualidad, está vigente la Directiva núm. 2009/73/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE⁷ (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) núm. 1775/2005⁸ (en adelante, el Reglamento de 2009). Existen unas propuestas de una nueva Directiva y de un nuevo Reglamento (diciembre de 2021), que deberían contribuir a la descarbonización de la industria del gas y a proporcionar el marco jurídico para la consolidación del hidrógeno⁹.

Los gasoductos u oleoductos han sido tradicionalmente un instrumento de poder en manos del Estado propietario de la infraestructura y de la energía que por ellos circula. Por ejemplo, hace casi sesenta y cinco años se anunciaba la construcción de un oleoducto de 4.000 kilómetros de longitud entre la ciudad de Kuibyshev (actualmente llamada Samara, en Rusia) y Schwedt (en la República Democrática Alemana),

⁵ DO L 204, de 21 de julio de 1998.

⁶ DO L 176, de 15 de julio de 2003; corrección de errores en DO L 16 de 23 de enero de 2004.

⁷ DOUE L 211, de 14 de agosto de 2009.

⁸ *Ibidem*.

⁹ De esas propuestas se da cuenta detallada en el capítulo V.