

# RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PLANTEADO POR BDP H2 GREEN XXI, S.L. FRENTE A ENAGAS GTS, S.A.U. Y ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. EN RELACIÓN CON LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED BÁSICA DE GAS NATURAL MEDIANTE LÍNEA DIRECTA DE SUS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE.

**(CFT/DE/291/22)**

## CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

### Presidenta

D.<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez

### Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

### Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 28 de septiembre de 2023

Visto el expediente relativo al conflicto presentado por BDP H2 GREEN XXI, S.L., en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013 y el artículo 14 del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Supervisión regulatoria aprueba la siguiente Resolución:

## I. ANTECEDENTES DE HECHO

### PRIMERO. Interposición del conflicto

Entre los días 18 de noviembre y 28 de diciembre de 2022 han tenido entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) veintisiete escritos de la representación legal de la sociedad BDP H2 GREEN XXI, S.L. (en adelante, “BDP”), por los que solicita la adopción de una decisión jurídicamente vinculante con la finalidad de remover la presunta traba administrativa existente por parte de las sociedades ENAGAS GTS, S.A.U. (en lo sucesivo, “ENAGAS GTS”) y ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. (en adelante,

“ENAGAS TRANSPORTE”) en el otorgamiento del derecho de conexión a la red básica de gas natural mediante línea directa de las instalaciones de producción de hidrógeno renovable en los puntos de conexión citados a continuación:

PUNTO DE CONEXIÓN	
1. Villafranca de Córdoba	15. Córdoba
2. Huércal-Overa	16. Écija
3. Villar de Arnedo	17. Arcos de la Frontera
4. Alcázar de San Juan	18. Alcalá la Real
5. Beasain	19. Alfarrás
6. Almendralejo	20. Villarrobledo
7. Villamañán	21. Totana
8. Fuentes de Ebro	22. Villamayor de los Montes
9. Alfaro	23. Moraleja de Enmedio
10. Reocín	24. Ágreda
11. Armiñón	25. Zarza del Tajo
12. Cigales	26. Abegondo
13. San Fernando de Henares	27. Corvera de Asturias
14. Villaseca de la Sagra	

La representación legal de BDP exponía en su escrito los siguientes hechos y fundamentos de derecho:

- BDP es titular de veintisiete proyectos de canalización (línea directa) de hidrógeno renovable (hidroducto) e inyección mediante *blending* en las instalaciones de la red de transporte de gas natural titularidad de ENAGAS TRANSPORTE.
- En las siguientes fechas, BDP solicitó ante ENAGAS TRANSPORTE derecho de conexión a la red de transporte de gas natural para cada uno de los proyectos:

2 de marzo de 2021	Moraleja de Enmedio
26 de julio de 2022	Cigales
27 de julio de 2022	Villafranca de Córdoba
	Beasain
	Almendralejo
	Villamañán
	Fuentes de Ebro
	Alfaro
	Armiñón
	San Fernando de Henares
26 de agosto de 2022	Villaseca de la Sagra
	Huércal-Overa
	Villar de Amedo
	Alcázar de San Juan
	Reocín

22 de septiembre de 2022	Córdoba
	Écija
	Arcos de la Frontera
	Alcalá la Real
	Alfarrás
	Villarrobledo
	Totana
	Villamayor de los Montes
	Ágreda
7 de diciembre de 2022	Zarza del Tajo
	Abegondo
	Corvera de Asturias

- A su vez, BDP solicitó la emisión del informe vinculante a ENAGAS GTS sobre la construcción de las veintisiete líneas directas para la inyección del hidrógeno renovable en cada uno de los puntos para los que solicitó la conexión. En aquellos casos en los que el informe había sido solicitado con anterioridad al 30 de septiembre de 2022, esto es, en catorce de los proyectos, BDP reiteró la solicitud de emisión del informe vinculante.
- En fechas 23 de septiembre, 14 de noviembre y 15 de diciembre de 2022, ENAGAS TRANSPORTE comunicó a BDP en relación con cada uno de los proyectos que *“En cuanto al caudal máximo de inyección admisible, este tipo de conexiones requieren de un análisis previo del Gestor Técnico del Sistema acerca de la correcta integración de las distintas solicitudes de inyección de H2 al sistema de Transporte y Distribución; gestor técnico a quien la legislación vigente la atribuye, únicamente, la preceptiva emisión de un informe vinculante durante la tramitación administrativa de la línea directa cuya conexión es objeto de esta solicitud. En orden a lo anterior, le indicamos que esta solicitud se podrá viabilizar una vez que se disponga del citado análisis del Gestor Técnico del Sistema, por lo que le rogamos que, en la medida de lo posible, nos confirmen que siguen interesados en mantener su/s solicitud/es de inyección de hidrógeno, en sus mismos términos”*.

23 de septiembre de 2022	Villafranca de Córdoba
	Huércal-Overa
	Villar de Arnedo
	Alcázar de San Juan
	Beasain
	Almendralejo
	Villamañán
	Fuentes de Ebro
	Alfaro
	Reocín
	Armiñón
	Cigales
San Fernando de Henares	

	Villaseca de la Sagra
	Moraleja de Enmedio
14 de noviembre de 2022	Córdoba
	Écija
	Arcos de la Frontera
	Alcalá la Real
	Alfarrás
	Villarrobledo
	Totana
	Villamayor de los Montes
	Ágreda
15 de diciembre de 2022	Zarza del Tajo
	Abegondo
	Corvera de Asturias

- Dichas comunicaciones fueron respondidas por BDP, confirmando el interés de la sociedad en desarrollar los proyectos.
- A fecha de presentación de las solicitudes, ENAGAS TRANSPORTE no ha emitido los correspondientes informes sobre los derechos de conexión.
- A juicio de BDP, las dilaciones en la emisión del informe vinculante por parte de ENAGAS GTS y, en consecuencia, de los derechos de conexión de los proyectos, así como la respuesta de ENAGAS TRANSPORTE son contrarias a Derecho por contravenir la normativa de acceso y conexión a la red de transporte. En concreto, BDP afirma que (i) tanto ENAGAS GTS como ENAGAS TRANSPORTE han vulnerado el plazo de cuarenta días hábiles para emitir el informe vinculante y contestar a las solicitudes de conexión y (ii) la respuesta dada por ENAGAS TRANSPORTE presenta deficiencias que impiden el ejercicio de un efectivo derecho de conexión al no constar con la debida concreción las condiciones de una eventual conexión. Asimismo, (iii) BDP considera que sus solicitudes para la inyección de hidrógeno renovable a la red de transporte del sistema gasista deben ser preferentes respecto de solicitudes que se hayan realizado con posterioridad a las suyas.

Los anteriores hechos se sustentan en la documentación que se acompaña al escrito y que se da por reproducida en el presente expediente.

Por lo expuesto, solicita que se incoe un procedimiento de adopción de una decisión jurídicamente vinculante, en cuya virtud se ordene a ENAGAS GTS que proceda a emitir el informe vinculante, así como a ENAGAS TRANSPORTE a emitir una respuesta con la suficiente concreción a las solicitudes de conexión; subsidiariamente, que se incoe un procedimiento de conflicto de acceso o de conexión.

## **SEGUNDO. Comunicación de inicio del procedimiento**

A la vista de la solicitud, la Directora de Energía de la CNMC concluye con la existencia de un conflicto de conexión a la red de transporte de gas natural y se procedió mediante escrito de 20 de enero de 2023 de la Directora de Energía de la CNMC a comunicar a BDP, ENAGAS GTS y ENAGAS TRANSPORTE el inicio del correspondiente procedimiento administrativo en cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Asimismo, se dio traslado a ENAGAS GTS y ENAGAS TRANSPORTE del escrito presentado por la solicitante, concediéndosele un plazo de diez días hábiles para formular alegaciones y aportar los documentos que estimasen convenientes en relación con el objeto del conflicto.

### **TERCERO. Alegaciones de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.**

Haciendo uso de la facultad conferida en el artículo 73.1 de la Ley 39/2015, tras solicitar una ampliación del plazo para presentar alegaciones y serle concedida, ENAGAS TRANSPORTE presentó escrito de fecha 10 de febrero de 2023, en el que manifiesta que:

- Desde el 1 de enero de 2021 hasta el 2 de agosto de 2022, fecha de entrada en vigor del RDL14/2022, momento en el cual se establece un plazo máximo de 40 días hábiles para contestar las solicitudes de gases renovables, “se recibieron un total de 183 solicitudes de inyección de hidrógeno. El día 26 de septiembre de 2022, se dio respuesta a 238 solicitudes de las recibidas hasta ese momento.”
- Límite de *blending* en las redes de transporte y distribución. Actualmente no está establecido en la regulación el límite de *blending* admisible en las redes de transporte y distribución. El protocolo de detalle PD01 (futuro Capítulo 2 de la Normativa Técnica pendiente de publicar) establece en la tabla 4 que el gas procedente de fuentes no convencionales puede contener un máximo de un 5% de H<sub>2</sub>. En el origen de esta norma, el límite de hidrógeno se estableció considerándolo un subproducto en la producción de dichos gases (en concreto, el biogás) y previsiblemente para corrientes pequeñas. Por tanto, desde ENAGÁS TRANSPORTE se interpreta que no es extrapolable el límite máximo permitido de H<sub>2</sub> de gases procedentes de fuentes no convencionales inyectado sobre los flujos de gas natural de un determinado gasoducto, a que el límite máximo admisible de *blending* en la red de transporte y/o distribución sea de un 5%. Esta interpretación se ha puesto de manifiesto y debatido en diferentes grupos de trabajo sobre Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) y reuniones mantenidas del sector. De hecho, se espera que en el futuro Capítulo 2 de la Normativa Técnica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico quede explícitamente indicado el porcentaje máximo admitido de *blending* en el sistema gasista español.
- Características de la inyección de H<sub>2</sub>. Desde ENAGÁS TRANSPORTE se considera que el biometano y el hidrógeno son productos diferentes que requieren de soluciones y tratamientos diferentes. En el caso del

hidrógeno debe tenerse en cuenta el carácter aditivo del mismo a lo largo de los diferentes puntos de inyección que puedan existir, de manera que un proyecto para la conexión de una planta de H2 condiciona la viabilidad o establece una restricción en el caudal máximo admisible de un proyecto posterior que tenga previsto inyectar en su zona de influencia, ya sea en otro punto de la red del transporte o en una red de distribución. No tener en cuenta este hecho pudiera suponer sobrepasar los límites de *blending* establecidos, poniendo en riesgo la integridad de las instalaciones. Los transportistas/distribuidores no disponen de la información completa para poder contestar de manera adecuada a la viabilidad de las solicitudes de inyección. Este análisis, que requiere de simulaciones hidráulicas que tengan en cuenta el flujo real de los gasoductos de transporte y distribución, debería realizarlo el Gestor Técnico del Sistema ya que es el único sujeto, además de los organismos reguladores, que dispone de la visión completa del sistema gasista y de la operativa del mismo y que, por tanto, puede garantizar la correcta integración de las distintas solicitudes de inyección de hidrógeno al sistema de transporte y distribución.

- Proceso de acceso y conexión. Desde Enagás Transporte se interpreta que la conexión y el acceso son procesos que han de estar coordinados con objeto de garantizar no sólo la conexión física con el productor, sino también la viabilidad del acceso a la red de transporte. Una respuesta técnica y económica a la conexión sin garantizar el acceso a la red llevaría al productor a un proceso más largo, de mayor incertidumbre y probablemente disuasorio en el largo plazo.
- Normativa vigente en el momento de respuesta de las solicitudes. Para dar respuesta a las solicitudes de inyección de hidrógeno a la red de transporte, desde Enagás Transporte se ha tenido en cuenta el RDI 14/2022, donde se establece la información a proporcionar por el transportista o distribuidor hasta que exista un procedimiento específico de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables. Con objeto de dar cumplimiento a esta normativa, desde Enagás Transporte se dio en el plazo legalmente establecido, respuesta a las diferentes solicitudes de inyección de hidrógeno incluyendo: (i) las condiciones técnicas de conexión, (ii) los plazos de ejecución previstos, (iii) los costes para efectuar la conexión, (iv) el punto de conexión más adecuado y (v) el caudal máximo admisible.
- Las condiciones técnico-económicas de cada uno de los proyectos son las siguientes:

POBLACIÓN	POSICIÓN DE CONEXIÓN	GASODUCTO	DIÁMETRO ["]	Q GN	Q GN	Qmed GN	Qmín GN	Q solicitud H
				[Nm <sup>3</sup> /h] Capacidad Máxima	[Nm <sup>3</sup> /h] Máx. Histórico	[Nm <sup>3</sup> /h] Med. Histórico	[Nm <sup>3</sup> /h] Min. Histórico	[Nm <sup>3</sup> /h]
Fuentes de Ebro	23.01X	Ramal a SAICA	10	266.000	580	150	0	15.000
Alfaro	29	BVV	26	550.000	550.000	150.000	0	15.000
Cigales	B-07.05	Lerma-Palencia-Valladolid	12	375.000	50.000	16.000	0	15.000
San Fernando de Henares	B-19	Amp. Semianillo Madrid	26	1.600.000	398.000	89.000	0	15.000
Villafraanca de Córdoba	F-14 EECC	Tarifa-Córdoba	36	1.600.000	900.000	300.000	0	15.000
Villaseca de la Sagra	F-26X	Ramal a Toledo	12	380.000	130.000	28.500	0	30.000
Villar de Arnedo	31 EECC	BVV	30	502.000	450.000	180.000	0	15.000
Huércal-Overa	M-05	Almería-Lorca	42	1.300.000	1.200.000	875.000	0	15.000
Alcázar de San Juan	K-48 ECC	Alcázar-Villarobledo	36	1.300.000	850.000	480.000	0	15.000
Reocín	D-07	Burgos-Santander-Asturias	16	680.000	80.000	30.000	0	15.000
Armiñón	43X.04	Lemona-Haro	26	550.000	500.000	120.000	0	10.000
Beasain	41.02	Bergara-Irún	16	420.000	117.000	25.000	0	15.000
Almendralejo	N-07 EECC	Cordoba-Badajoz-Frontera con Portugal	32	680.000	300.000	75.000	0	15.000
Villamañán	O-07	Zamora-Benavente-León	20	375.000	350.000	140.000	0	15.000
Arcos de la Frontera	K-11	Tarifa-Córdoba	48	1.600.000	800.000	250.000	0	15.000
Écija	F-07.4	Sevilla-Córdoba	30	1.600.000	650.000	200.000	0	15.000
Córdoba	F-13	Sevilla-Madrid	26	1.600.000	490.000	140.000	0	15.000
Alcalá La Real	L-04	Córdoba-Jaén-Granada Tramo 2	10	295.000	75.000	30.000	0	15.000
Alfarrás	A-3.8	Albelda-Monzón	12	380.000	24.000	330	0	15.000
Ágreda	Q-12	Yela-Villar de Arnedo	30	625.000	600.000	180.000	0	15.000
Villamayor de los Montes	B-07	Burgos-Madrid	26	375.000	200.000	54.000	0	15.000
Totana	15.31.3	Cartagena-Lorca	20	1.060.000	450.000	150.000	0	15.000
Villarobledo	K-48.04	Alcázar-Villarobledo	36	1.300.000	1.087.000	570.000	0	15.000
Zarza de Tajo	K-52	Quintanar-Zarza de Tajo	32	1.300.000	840.000	470.000	0	15.000
Abegondo	I-016	Villalba-Tuy	20	413.000	160.000	29.000	0	15.000
Corvera de Asturias	I-001	Llanera-Villalba	20	413.000	220.000	60.000	0	15.000

[...]

- A juicio de ENAGAS TRANSPORTE, de la vigente legislación no se deriva que ENAGAS TRANSPORTE tenga la obligación de solicitar al GTS la emisión del informe vinculante y la respuesta a cada una de las solicitudes de conexión ha sido adecuada y conforme con la normativa vigente.

Los anteriores hechos se sustentan en la documentación que se acompaña al escrito y que se da por reproducida en el presente expediente.

#### CUARTO. Alegaciones de ENAGAS GTS, S.A.U.

Haciendo uso de la facultad conferida en el artículo 73.1 de la Ley 39/2015, tras solicitar una ampliación del plazo para presentar alegaciones y serle concedida, ENAGAS GTS presentó escrito de fecha 10 de febrero de 2023, en el que manifiesta que:

- Entre los días 12 de julio y 24 de noviembre de 2022, ENAGAS GTS recibió 24 solicitudes de emisión de informe vinculante de líneas directas de inyección de hidrógeno en el sistema gasista por parte de BDP.
- Entre los días 28 de noviembre y 13 de diciembre de 2022, ENAGAS GTS dio respuesta a las solicitudes recibidas.
- ENAGAS GTS siempre ha manifestado que era necesario un desarrollo normativo previo para la correcta emisión de los informes vinculantes. Al objeto de que el GTS pueda emitir el informe vinculante del artículo 78.5 de la LSH, es necesario que sean definidos normativamente determinados criterios, fundamentalmente técnicos. La normativa vigente no establece el porcentaje de *blending* o mezcla de hidrógeno con gas

natural a admitir por el sistema gasista español. La normativa vigente tampoco establece el mecanismo de asignación de capacidad a considerar para la tramitación y análisis de las solicitudes de conexión. Una vez resueltas las cuestiones anteriores y publicado el procedimiento de gestión de conexiones, el GTS contará con la información técnica necesaria para realizar el análisis pertinente que permitirá la emisión del informe vinculante al que se refiere el artículo 78.5 de la LSH.

- Ni en el artículo 78 -ni en ninguno otro- de la LSH, ni tampoco en el resto de la normativa vigente de aplicación, se establece un plazo para la emisión del informe vinculante por parte del GTS para las líneas directas de inyección de gases renovables.

Los anteriores hechos se sustentan en la documentación que se acompaña al escrito y que se da por reproducida en el presente expediente.

Por lo expuesto, solicita que se desestime el presente conflicto.

#### **QUINTO. Trámite de audiencia**

Una vez instruido el procedimiento, mediante escritos de la Directora de Energía de 20 de febrero de 2023, se puso de manifiesto a las partes interesadas para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 82 de la Ley 39/2015, pudieran examinar el mismo, presentar los documentos y justificaciones que estimaran oportunos y formular las alegaciones que convinieran a su derecho.

- En fecha 3 de marzo de 2023 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC escrito de ENAGAS GTS, en el que aclara que sí recibió las veintisiete solicitudes de emisión de informe vinculante que detalla BDP en su escrito de inicio.
- El pasado 6 de marzo de 2023 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC escrito de ENAGAS TRANSPORTE, en el que aclara que una viabilidad basada únicamente en la capacidad de conexión resultaría incompleta, puesto que la conexión y el acceso son procesos que deben estar coordinados. Asimismo, aclara que los costes de conexión indicados deben ser incrementados con el IVA correspondiente y que el plazo de vigencia de dichos costes tiene una validez de dos meses desde la fecha de recepción de la comunicación.
- En fecha 13 de marzo de 2023 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC escrito de BDP, en el que brevemente manifiesta que: (i) ENAGAS GTS se pronunció expresamente sobre que el sujeto que debía solicitar el informe vinculante era la Comunidad Autónoma competente para la autorización del proyecto, si bien las Comunidades Autónomas han manifestado que deben ser los promotores quienes cursen tal solicitud; (ii) ENAGAS GTS se escuda en la ausencia de desarrollo normativo como exención a su obligación de emisión del informe vinculante a que se refiere el artículo 78.5 LSH, si bien una interpretación sistemática de la normativa supone que el GTS deba emitir dicho informe en un plazo que



permita a las distribuidoras y transportistas cumplir con el plazo de cuarenta días de que disponen para poder emitir una respuesta a las solicitudes de conexión; (iii) no es cierto que no exista norma alguna que prevea el porcentaje de *blending* de hidrógeno con gas natural: el Protocolo de Detalle 01 establece que no existe un porcentaje mínimo de *blending* de hidrógeno con gas natural, estableciéndose en cambio un máximo del 5%. En consecuencia, la inactividad de ENAGAS GTS carece de fundamento alguno y, en su caso, que exista o no la regulación para inyectar, no es óbice para que se conceda la conexión a la espera de la regulación que pudiera corresponder. Asimismo, (iv) de las alegaciones de ENAGAS TRANSPORTE se deduce que las respuestas a las solicitudes de conexión no eran lo suficientemente completas ni atendían al artículo 12 bis del RD 1434/2002; (vi) corresponde a ENAGAS TRANSPORTE solicitar la emisión del informe vinculante al GTS y (vii) las solicitudes de conexión para la inyección de gas renovable a la red de transporte del sistema gasista deben ordenarse aplicando el criterio de orden cronológico.

## **SEXTO. Informe de la Sala de Competencia**

Al amparo de lo dispuesto en el artículo 21.2 a) de la Ley 3/2013 y del artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Competencia de la CNMC ha emitido informe en este procedimiento.

## **II. FUNDAMENTOS DE DERECHO**

### **PRIMERO. Existencia de conflicto de conexión a la red de transporte.**

BDP en su escrito de inicio solicita el inicio del procedimiento para la adopción de una decisión jurídicamente vinculante y subsidiariamente la incoación de un conflicto de acceso o de conexión.

La Dirección de Energía en la comunicación de inicio calificó inicialmente el conflicto como de conexión a la red de transporte de gas natural. Dicha calificación no ha sido objeto de debate a lo largo de la instrucción del presente conflicto.

Por otra parte, todavía no existe un procedimiento para calcular la capacidad disponible de inyección de hidrógeno de *blending* en el sistema gasista, tanto a nivel nacional como a nivel zonal, ni tampoco está regulado el procedimiento de asignación de capacidad para inyección de hidrógeno mediante *blending* al sistema gasista.

En relación con la pretensión de iniciar una decisión jurídicamente vinculante, se trata de un instrumento regulatorio cuya iniciativa corresponde a la CNMC, no pudiendo ser exigida su realización por parte de un agente.

Teniendo en cuenta estas circunstancias y en relación a la problemática que supone el cálculo y asignación de la capacidad de inyección de hidrógeno en la red gasista, ha de señalarse que la capacidad se verá condicionada por la ubicación de los puntos de inyección, la evolución de los flujos y consumos de gas en España y el porcentaje de hidrógeno presente en las importaciones de gas natural, así como las posibles limitaciones zonales al porcentaje de *blending* por condicionantes técnicos o de seguridad de las instalaciones.

A continuación, se presentan unos cálculos orientativos.

La demanda de gas en España en 2022 fue de 365 TWh, lo que supone un caudal medio de 3.538.000 m<sup>3</sup>/h de gas natural. Considerando un porcentaje de *blending* del 5% en volumen, el potencial máximo de inyección de hidrógeno sería de 176.000 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno, en promedio horario, suponiendo una asignación óptima de las inyecciones. La capacidad real en cada momento variará de manera similar a la variación horaria, diaria y estacional del consumo de gas (con un rango de variación entre 1,8 y 6,4 Mm<sup>3</sup>/h en 2022).

Por su parte, la capacidad de inyección de hidrógeno solicitada por BDP, sumando las capacidades solicitadas para los 27 puntos de conexión, totaliza 415.000 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno. En caso de producción simultánea de todos ellos, este caudal ya sería superior al potencial promedio máximo de inyección de todo el sistema gasista en su conjunto, y esto sin contar con las solicitudes de otros agentes.

Si se tiene en cuenta que hay más de 250 solicitudes de proyectos de conexión de hidrógeno, y que además la descarbonización llevará a una demanda decreciente de gas que admitirá en consecuencia cantidades decrecientes de hidrógeno diluido, queda de manifiesto la dificultad que supone el análisis y consecuentemente la obtención de capacidad de inyección en el futuro, por las limitaciones técnicas que presenta el *blending* de hidrógeno en la red de gas natural.

## **SEGUNDO. Competencia de la CNMC para resolver el conflicto.**

La presente resolución se dicta en ejercicio de la función de resolución de conflictos planteados en relación con las conexiones entre instalaciones que se atribuye a la CNMC en el artículo 12.1 b) 2º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (en adelante Ley 3/2013).

En tanto que las solicitudes de acceso y conexión realizadas por BDP pretenden acceder y/o conectarse a gasoductos de la red básica de gas natural, cuya competencia de autorización corresponde a la Administración General del Estado de conformidad con lo previsto en el artículo 3.2.c) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, corresponde a la CNMC la resolución del presente conflicto.

Dentro de la CNMC, corresponde a su Consejo aprobar esta Resolución, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 14 de la citada Ley 3/2013, que dispone que *“El Consejo es el órgano colegiado de decisión en relación con las funciones... de resolución de conflictos atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de las delegaciones que pueda acordar”*. En particular, esta competencia recae en la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 21.2 de la citada Ley 3/2013, previo informe de la Sala de Competencia (de acuerdo con el artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto).

### **TERCERO. Procedimiento aplicable**

#### a) Plazo para la interposición del conflicto

El artículo 12.1, párrafo final, de la Ley 3/2013 prevé que el conflicto se deberá interponer en el plazo de un mes desde que se produzca el hecho o decisión que lo motiva: *“1. [...] Las reclamaciones deberán presentarse en el plazo de un mes desde que se produzca el hecho o la decisión correspondiente”*.

Considerando que las respuestas de ENAGAS TRANSPORTE a cada una de las veintisiete solicitudes de inyección de hidrógeno en la red de gas natural fueron notificadas a BDP en fechas 23 de septiembre, 14 de noviembre y 15 de diciembre de 2022 y que las solicitudes de conflicto fueron presentadas entre el 18 de noviembre y el 28 de diciembre de 2022, el conflicto ha sido interpuesto de forma extemporánea en relación con las pretensiones sobre los siguientes quince puntos de conexión: Villafranca de Córdoba, Huércal-Overa, Villar de Arnedo, Alcázar de San Juan, Beasain, Almendralejo, Villamañán, Fuentes de Ebro, Alfaro, Reocín, Armiñón, Cigales, San Fernando de Henares, Villaseca de la Sagra y Moraleja de En medio.

En consecuencia, el conflicto únicamente ha sido interpuesto en plazo respecto de las pretensiones sobre los siguientes doce puntos de conexión: Córdoba, Écija, Arcos de la Frontera, Alcalá la Real, Alfarrás, Villarrobledo, Totana, Villamayor de los Montes, Ágreda, Zarza del Tajo, Abegondo y Corvera de Asturias.

#### b) Otros aspectos del procedimiento

Con carácter general y según resulta de lo dispuesto en el artículo 2 de la Ley 3/2013, en materia de procedimiento la CNMC se rige por lo establecido en su normativa de creación y, supletoriamente, por la actual Ley 39/2015.

Concretamente en lo relativo al carácter de la resolución que pone fin al procedimiento de conflicto, el artículo 12.2, párrafo segundo, de la Ley 3/2013 dispone lo siguiente:

*“La resolución que dicte la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en los casos previstos en el apartado anterior será vinculante para las partes sin perjuicio de los recursos que procedan de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 de esta Ley”.*

#### **CUARTO. Sobre la actuación de ENAGAS GTS y la emisión del informe vinculante para la construcción de las líneas directas**

El objeto del presente conflicto versa sobre el derecho de conexión de BDP para los doce proyectos de inyección de *blending* de hidrógeno en las redes de transporte de gas natural titularidad de ENAGAS TRANSPORTE y, en particular, (i) si es necesaria la emisión del informe vinculante de ENAGAS GTS sobre la construcción de las líneas directas para la canalización del hidrógeno hasta la red básica de gas natural como requisito previo para la evaluación de la conexión de los proyectos; (ii) si las comunicaciones de ENAGAS TRANSPORTE sobre la conexión de cada uno de los doce proyectos se ajusta a la normativa vigente en cuanto al contenido de las propuestas de condiciones técnico-económicas y, por último, (iii) si el derecho de conexión a la red de gas natural para inyección de *blending* de hidrógeno otorga un derecho de asignación preferente de capacidad conforme al criterio de prelación temporal en la presentación de las solicitudes.

Una vez delimitado el objeto del conflicto, se debe abordar la primera cuestión: la emisión del informe vinculante de ENAGAS GTS previsto en el artículo 78.5 *in fine* de la Ley del Sector de Hidrocarburos<sup>1</sup>, como requisito previo y necesario para la evaluación de la conexión de un proyecto de inyección de *blending* de hidrógeno en la red de gas natural.

El artículo 78 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, titulado “Líneas directas”, establece que:

*“1. Se entiende por línea directa al gasoducto complementario del sistema gasista, destinado al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte o a la conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él.*

*2. Las líneas directas destinadas al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte quedarán excluidas de la planificación en materia de hidrocarburos y de la aplicación de las disposiciones en materia de expropiación y servidumbres establecidas en la presente ley, sometiéndose al ordenamiento jurídico general.*

---

<sup>1</sup> Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

*Las líneas directas de conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él quedarán excluidas de la planificación en materia de hidrocarburos y se declaran de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de la servidumbre de paso, aplicándose lo dispuesto en el título V de esta ley.*

*3. Los consumidores, así como los productores de gases renovables, podrán construir las líneas directas por sus propios medios, o solicitar su construcción a una empresa transportista o a la empresa distribuidora con autorización administrativa en la zona. La titularidad de la línea directa será del consumidor o productor de gas renovable. Las líneas directas estarán excluidas del régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución.*

*4. El titular de la línea directa deberá permitir la apertura a terceros conforme a lo que reglamentariamente se disponga. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá los conflictos de conexión y acceso que se produzcan.*

*5. Con independencia de su presión máxima de diseño, la tramitación de estas instalaciones corresponderá al órgano competente de la Comunidad Autónoma por donde discurren, excepto cuando atraviesen más de una, en cuyo caso la autorización corresponderá a la Administración General del Estado conforme al procedimiento general de autorización, establecido en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.*

*En el caso de líneas directas de inyección será necesario informe vinculante del Gestor Técnico del Sistema.*

*6. Los consumos que se alimenten mediante una línea directa o acometida desde una planta de regasificación de la red básica cumplirán las obligaciones establecidas en la presente ley, y en particular las derivadas del artículo 98, con infraestructuras que no se encuentren incluidas en la red básica.”*

En efecto, la necesidad de emisión de informe por parte de ENAGAS GTS se encuadra dentro del precepto dedicado a la regulación de la construcción de las líneas directas y el propio apartado 5 hace referencia a “la tramitación de estas instalaciones”, por lo que dicho informe vinculante del GTS se enmarca dentro de la tramitación administrativa de autorización de las líneas directas por el órgano competente de la Comunidad Autónoma o de la Administración General del Estado, pero no en el de la solicitud de un derecho de conexión frente al titular de la red a la que se pretende conectar.

En otras palabras, con la normativa actual no es necesario la emisión – y, por tanto, tampoco la solicitud previa- de informe vinculante por parte de ENAGAS GTS para la evaluación de la conexión de un proyecto de inyección de *blending*

de hidrógeno en la red de gas natural, con independencia de que dicha conexión se realizará a través de una línea directa que una la instalación de generación de hidrógeno y el punto de entrada en la red de gas natural.

El procedimiento de conexión, o en su caso, el de acceso tienen una naturaleza jurídica diferente a los procedimientos de autorización de la línea directa. Los primeros no son procedimientos administrativos, sino procedimientos ante los titulares correspondientes de las redes a las que se pretende conectar o, en su caso, acceder, en los que el objeto es determinar exclusivamente si es posible técnicamente la conexión, así como las condiciones económico-técnicas de la misma. Se resuelven a través de una comunicación; en caso de discrepancia es posible plantear un conflicto de conexión o, en su caso, acceso.

El procedimiento de autorización es un procedimiento administrativo que finaliza con una resolución administrativa emitida por una Administración pública. En este tipo de procedimientos es habitual la introducción de informes preceptivos y, en ocasiones, vinculantes de los gestores de red.

Teniendo en cuenta lo anterior, no es posible la interpretación analógica según la cual el informe vinculante exigido en el procedimiento de autorización de la línea directa, lo es también en un procedimiento de conexión. Además, dicha analogía supone, en última instancia, la obligación de contar con un informe adicional, de carácter vinculante que podría entenderse como una traba injustificada al derecho de conexión, que se podría ver paralizado por la falta de emisión del informe o vinculado por su contenido, sin respaldo regulatorio.

Por tanto, salvo que esté expresamente previsto en la normativa de aplicación, cuestión que no se recoge actualmente, el procedimiento de conexión no requiere de informe vinculante de ENAGÁS GTS.

#### **QUINTO. Sobre la actuación de ENAGAS TRANSPORTE y el derecho de conexión a las redes de gas natural**

Una vez determinado que no es necesaria la emisión de informe de ENAGAS GTS como parte del procedimiento de conexión de los proyectos de blending de hidrógeno en la red gasista, corresponde centrarse solo en si los proyectos de BDP pueden conectarse a la red de transporte de gas natural y, en particular, si las condiciones técnico-económicas propuestas por ENAGAS TRANSPORTE para la conexión tienen el contenido y el detalle suficiente para considerarse ajustadas a la normativa vigente de conexión.

ENAGAS TRANSPORTE únicamente alega como motivo de suspensión del reconocimiento de los correspondientes derechos de conexión de los doce proyectos de hidrógeno de BDP que “esta solicitud se podrá viabilizar una vez que se disponga del citado análisis del GTS – emisión del informe vinculante sobre la construcción de la línea directa”. Una vez que se ha determinado que no es necesario dicho informe para evaluar la conexión, no hay ninguna causa de denegación del derecho de conexión, por lo que procede declarar el reconocimiento del derecho de conexión de cada una de las doce solicitudes de BDP.

Analizando las condiciones de conexión, contenidas en las comunicaciones de 14 de noviembre y 15 de diciembre de 2022 de ENAGAS TRANSPORTE como contestación a las doce solicitudes de conexión de los proyectos de blending de hidrógeno de BDP, se pone de manifiesto -como apunta acertadamente BDP- que las mismas no reúnen las condiciones necesarias para ser consideradas propuestas de conexión en firme, susceptibles de ser aceptadas por el promotor de las instalaciones.

Así, el artículo 12 bis 1 del RD 1434/2002<sup>2</sup>, que regula la conexión de las plantas de producción de gases renovables con las redes de transporte o distribución de la red de gas natural, establece que:

*“1. Los productores de gases renovables que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red, indicando los caudales y presiones de inyección de gas previstos, así como la calidad prevista del gas a inyectar. Los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el productor solicitante.*

*Mientras no exista un procedimiento específico de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables, el transportista o el distribuidor dispondrá de un plazo de cuarenta días hábiles para contestar a la solicitud, indicando el punto de conexión más adecuado, las condiciones técnicas de conexión, el caudal máximo admisible, los costes para efectuar la conexión y los plazos de ejecución previstos.”*

En las citadas comunicaciones de ENAGAS TRANSPORTE, se indican las siguientes condiciones:

- En lo referente al punto de conexión más adecuado, para cada uno de los proyectos, se indica que “la conexión se realizará en la posición de la red de transporte de gas natural más cercana a la instalación que inyecte el gas renovable”.
- En cuanto a la presión de entrega del hidrógeno, para cada uno de los proyectos, se indica que “será la misma que la del gasoducto (72-80 bar)”.
- En lo relativo al caudal máximo de inyección admisible, ENAGAS TRANSPORTE indica que “este tipo de conexiones requieren de un análisis previo del GTS acerca de la correcta integración de las distintas solicitudes de inyección de hidrógeno al sistema de transporte y distribución; gestor técnico a quien la legislación vigente le atribuye, únicamente, la preceptiva emisión de un informe vinculante durante la tramitación administrativa de la línea directa cuya conexión es objeto de esta solicitud”.

---

<sup>2</sup> Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

- Sobre el coste de la conexión, se indica que “oscilará entre los [...]. El coste incluirá aquellas modificaciones de la posición necesarias para permitir la inyección de hidrógeno en dicho punto, entre ellas: la unidad de medida, las válvulas y líneas adicionales, by-pass y venteos, sistemas pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación y control, cromatógrafo y OyM de las instalaciones de conexión durante la vida útil de la conexión (20 años)”.
- Por último, respecto de los plazos de ejecución previstos, señala que “vendrán determinados por las distintas fases de la ejecución: ingeniería, gestión de compra de materiales, permisos y autorizaciones, construcción – en el que se indica un plazo orientativo de seis meses, a contar desde la última fecha entre el acopio de la totalidad de los materiales y la obtención de los permisos, autorizaciones y licencias necesarios para la misma.”

Es manifiesta la vaguedad de las condiciones técnico-económicas propuestas por ENAGAS TRANSPORTE en sus comunicaciones de 14 de noviembre y 15 de diciembre de 2022 para las doce solicitudes de conexión presentadas por BDP, siendo su contenido y detalle manifiestamente insuficientes para poder ser analizadas y aceptadas, en su caso, por BDP.

No obstante lo anterior, durante la instrucción del presente procedimiento, la Directora de Energía de la CNMC ha requerido a ENAGAS TRANSPORTE la concreción de las condiciones propuestas en sus comunicaciones, con la finalidad de soslayar estas primeras comunicaciones defectuosas. Sin embargo, las condiciones propuestas en el seno del presente procedimiento siguen adoleciendo de imprecisiones, vaguedades e, incluso, contradicciones que, en última instancia, hacen que sigan siendo insuficientes para poder ser consideradas ajustadas a la normativa de conexión vigente.

Aun cuando ENAGAS TRANSPORTE ha realizado un esfuerzo identificando correcta y detalladamente el punto de conexión más adecuado para cada uno de los proyectos, mantiene las condiciones técnicas enviadas en las primeras comunicaciones; en cuanto al caudal máximo de hidrógeno que puede ser medido por la unidad de medida a instalar que cuantifica en 42.000 Nm<sup>3</sup>/h, si bien dependerá del resultado del procedimiento de asignación que se dicte relativo al acceso a la red; en lo relativo a los costes, en el seno del presente procedimiento indica que la conexión de todos y cada uno de los proyectos, con independencia de las características específicas de cada uno de ellos, será en todo caso de [...] euros; y, por último, en cuanto a los plazos de ejecución, añade que estos plazos no incluyen los plazos necesarios para una posible adecuación de la red troncal al porcentaje de *blending* que finalmente sea establecido en la regulación y que en el supuesto de un desarrollo potencial de un número elevado de solicitudes de conexión de forma simultánea, los plazos de ejecución se verían afectados, dado que no se conocen en el mercado proveedores de servicios y de materiales suficientes como para atender, de manera simultánea, tal volumen de ejecución de proyectos de conexión.



Por su parte, BDP indica en sus alegaciones que los datos de los caudales proporcionados por ENAGÁS TRANSPORTE no resultan suficientes para realizar un correcto dimensionamiento de los proyectos de la inyección de gases renovables en la red de gas e instan a ENAGÁS TRANSPORTE a facilitar la emisión de la curva monótona de los veintisiete proyectos en cuestión

Los datos de caudales facilitados por ENAGÁS TRANSPORTE son el flujo máximo, mínimo y medio vehiculado por el gasoducto en el punto de conexión, en base a los registros históricos de los dos últimos años, que en cualquier caso, serían los necesarios para evaluar la capacidad de acceso

Por otra parte, el presupuesto proporcionado por ENAGÁS TRANSPORTE es el mismo para las doce solicitudes de conexión, con independencia de su ubicación, de la capacidad técnica de inyección o del diámetro del gasoducto al que se realiza la conexión, y no incluyen ningún tipo de desglose técnico ni económico de los trabajos e instalaciones incluidos en el presupuesto. A este respecto, se considera necesario que el presupuesto detalle las características técnicas de los equipos que forman parte de la instalación de conexión, así como su coste individualizado.

ENAGÁS TRANSPORTE no puede amparar la vaguedad e imprecisión de su propuesta en la falta de concreción del procedimiento de asignación de la capacidad, puesto que la conexión puede ser independiente del análisis de la capacidad de acceso: el reconocimiento del derecho de conexión supone simplemente el derecho de conectar la instalación de producción de hidrógeno a un punto concreto de la red de gas natural, asumiendo la solicitante el riesgo inherente a la incertidumbre sobre la obtención de un futuro derecho de verter en la red gasista el hidrógeno que su instalación pudiera producir.

Por ello, cabe entender que el caudal máximo admisible al que se refiere el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002 es el caudal máximo de diseño del módulo de inyección y de la conexión en su conjunto (incluido el equipo de medida del flujo de hidrógeno puro) considerado en el presupuesto de conexión.

Lo anterior supone que, aunque en el presente procedimiento se reconociese el derecho de conexión de cada uno de los doce proyectos de *blending* de hidrógeno para los que se solicitó la conexión a la red gasista, BDP no está en condiciones de analizar y aceptar, en su caso, las condiciones técnico-económicas hasta que no reciba una propuesta completa, detallada y suficiente en ejecución de la presente Resolución. Lo que sí se considera adecuado es que las condiciones económico-técnicas una vez completas tengan una validez de dos meses desde la recepción de las mismas.

## **SEXTO. Sobre la asignación de capacidad por orden cronológico y el criterio de prelación temporal**

Finalmente, hay que analizar si el derecho de conexión ahora reconocido otorga un derecho de asignación preferente de la capacidad de vertido de hidrógeno a la red gasista, como pretende BDP.

Esta cuestión ya ha sido indiciariamente resuelta en el Fundamento de Derecho Quinto, al determinar que la conexión no conlleva un análisis de la capacidad, es decir, que no debe confundirse conexión con acceso. En efecto, la regulación actual del derecho de acceso<sup>3</sup> por un lado no establece un criterio de prelación temporal para la asignación de la capacidad en función del orden cronológico de presentación de las solicitudes de conexión y por otro no regula el acceso de las instalaciones de producción de hidrógeno, por lo que una vez obtenido el derecho de conexión, si finalmente BDP acepta las condiciones de conexión propuestas, deberá atenerse a la regulación del acceso a las redes gasistas para obtener el derecho a verter la energía a producir por sus instalaciones de hidrógeno renovable.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC

## RESUELVE

**PRIMERO.** Archivar la solicitud para la adopción de una decisión jurídicamente vinculante planteada por la sociedad BDP H2 GREEN XXI, S.L. en relación con sus solicitudes de conexión a la red básica de gas natural mediante línea directa de sus veintisiete instalaciones de producción de hidrógeno renovable.

**SEGUNDO.** Inadmitir el conflicto de conexión a la red de transporte de gas natural titularidad de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. planteado por la sociedad BDP H2 GREEN XXI, S.L. en relación con sus solicitudes de conexión a la red básica de gas natural mediante línea directa de quince instalaciones de producción de hidrógeno renovable en los siguientes puntos de conexión: Villafranca de Córdoba, Huércal-Overa, Villar de Arnedo, Alcázar de San Juan, Beasain, Almendralejo, Villamañán, Fuentes de Ebro, Alfaro, Reocín, Armiñón, Cigales, San Fernando de Henares, Villaseca de la Sagra y Moraleja de Enmedio.

**TERCERO.** Estimar el conflicto de conexión a la red de transporte de gas natural titularidad de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., planteado por la sociedad BDP H2 GREEN XXI, S.L. en relación con sus solicitudes de conexión a la red básica de gas natural mediante línea directa de doce instalaciones de producción de hidrógeno renovable en los siguientes puntos de conexión: Córdoba, Écija, Arcos

---

<sup>3</sup> Circular 9/2021, de 15 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

de la Frontera, Alcalá la Real, Alfarrás, Villarrobledo, Totana, Villamayor de los Montes, Ágreda, Zarza del Tajo, Abegondo y Corvera de Asturias, en los términos de la fundamentación de esta resolución, y con las salvedades contenidas en el fundamento sexto.

**CUARTO.** Ordenar a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. que remita, en un plazo máximo de cuarenta días desde la recepción de la presente Resolución, las condiciones técnico-económicas individualizadas de la conexión para cada uno de los doce proyectos de *blending* de hidrógeno, con la precisión y detalle suficiente desglosando las instalaciones necesarias en cada caso y su presupuesto individualizado para ser analizadas y aceptadas.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Energía y notifíquese a las interesadas:

BDP H2 GREEN XXI, S.L.

ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

ENAGAS GTS, S.A.U.

La presente resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.