

ALEGACIONES DEL INSTITUTO INTERNACIONAL DE DERECHO Y MEDIO AMBIENTE A LA CONSULTA PÚBLICA RELATIVA AL LISTADO DE PROYECTOS CANDIDATOS A PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN Y PROYECTOS DE INTERÉS MUTUO EN INFRAESTRUCTURAS DE HIDRÓGENO Y ELECTROLIZADORES

MARZO 2023

El Reglamento (UE) 2022/869 (en lo sucesivo, "Reglamento RTE-T revisado"), en vigor desde junio de 2022, contempla la identificación de los denominados Proyectos de Interés Común (PCIs). Los PCIs son proyectos de infraestructura clave para los "corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética que contribuyen a garantizar la mitigación del cambio climático, en particular, a alcanzar los objetivos en materia de energía y clima de la Unión para 2030 y su objetivo de neutralidad climática para 2050 a más tardar, así como a garantizar las interconexiones, la seguridad energética, la integración de los mercados y sistemas y una competencia que beneficie a todos los Estados miembros, así como unos precios asequibles de la energía"¹.

La identificación y selección de los PCI se basa en un enfoque regional que llevan a cabo Grupos Regionales (previstos en el artículo 3 del Reglamento RTE-T revisado²). Cada dos años, el proceso PCI se inicia con la fase de presentación de proyectos que serán evaluados por los Grupos Regionales según los criterios generales y específicos definidos en el Reglamento RTE-T revisado, centrándose en la contribución de estos proyectos desde una perspectiva de política energética. Previamente a la evaluación por parte de los Grupos Regionales, está prevista una fase de consulta pública en busca de las opiniones del público y de las partes interesadas sobre los proyectos presentados.

Así, el pasado 21 de diciembre, la Comisión Europea lanzó una consulta pública³ de 12 semanas (hasta el 16 de marzo) previa a la evaluación de los proyectos presentados para ser incluidos en la primera lista PCI de la Unión bajo el Reglamento RTE-T revisado. La siguiente fase de evaluación de los proyectos por parte de los Grupos Regionales se llevará a cabo en la primavera de 2023 con vistas a la adopción de la lista en noviembre de 2023.

¹ Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2022 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) no 347/2013, DOUE, L152/45. 3.6.2022. Artículo 1.

² Ibid, Artículo 3.

³ Comisión Europea, *Consultation on the list of candidate projects of common interest in all infrastructure categories*: https://energy.ec.europa.eu/consultations/consultation-list-candidate-projects-common-interest-all-infrastructure-categories_en

Entre los proyectos presentados a la convocatoria para PCIs está el **H2Med**, el primer corredor de hidrógeno de la UE. Este proyecto fue presentado por los operadores de los sistemas gasistas de España (Enagás), Portugal (REN) y Francia (GRTgaz y Teréga) e incluye **dos interconexiones transfronterizas** que, según los promotores, harán posible el transporte de hidrógeno desde la península ibérica hasta los países del centro de Europa:

- **H2Med-CelZa**: interconexión vía tierra entre Portugal y España (Celorico da Beira - Zamora)
- **H2Med-BarMar**: interconexión submarina entre España y Francia (Barcelona - Marsella).

Enagás también presentó en la misma convocatoria los **dos primeros ejes de la Red Troncal Española de Hidrógeno**, con la que se pretende conectar los principales centros de producción del hidrógeno con la demanda nacional y, gracias a las dos interconexiones, con la demanda del resto de Europa. Junto con estos dos ejes, se presentaron también dos propuestas para analizar la viabilidad de **dos almacenamientos subterráneos de hidrógeno** ubicados en sendas cavidades salinas de Cantabria y el País Vasco, con el objetivo de aumentar la flexibilidad del nuevo sistema y garantizar la continuidad de suministro en todo el H2Med.

En el marco de dicha consulta pública, y por medio del presente escrito, el Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA)⁴, viene a formular las siguientes

ALEGACIONES

1. Incertidumbres sobre la futura producción de hidrógeno verde en España

La producción actual de hidrógeno verde en España y la incertidumbre sobre la producción futura no justifican la construcción del H2Med, y aún menos su inclusión dentro de la lista de los PCIs. A pesar de que en España se producen anualmente unas 500.000 toneladas de hidrógeno, de las cuales solo el 0,01% fue hidrógeno verde (50 toneladas), se está planteando la construcción del H2Med para el transporte en 2030 de 2 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno verde hacia Francia y Alemania (además, sin especificar a qué usos finales se destinará este hidrógeno). Alcanzar ese nivel de producción no parece realista, teniendo en cuenta que la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España publicada a finales de 2020 prevé para 2030 una producción de hidrógeno renovable de tan solo 125.000 toneladas. Adicionalmente, cabe mencionar que en la actual versión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que marca la hoja de ruta del panorama energético a nivel nacional, tampoco se establecen objetivos concretos en relación con el hidrógeno verde. A pesar de que ambos

⁴ El Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA) es una organización independiente, fundada en diciembre de 1996 con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible y a la protección del planeta, a través del análisis, la aplicación y ejecución del Derecho en todas sus vertientes. Se trata de la única organización de estas características existente en España, habiendo sido pionera en el abordaje de la sostenibilidad. Está especializada en la lucha contra el cambio climático, la transición energética, gobernanza y sostenibilidad, recursos hídricos, biodiversidad y el medio marino, entre otras cuestiones. www.iidma.org

instrumentos se deben revisar a lo largo de 2023, todavía se desconoce su contenido, por lo que a la luz de las previsiones actuales de producción y ante la falta de un estudio sobre las perspectivas de demanda de consumo de hidrógeno verde previo a la presentación del proyecto, la construcción del H2Med así como la concesión del estatus de PCI no encuentran fundamento lógico.

2. Viabilidad técnica no demostrada

Según el Reglamento RTE-T revisado, un proyecto de interés común es “un proyecto necesario para desarrollar los corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética que figuran en el anexo I y que esté comprendido en la lista de la Unión”. Si bien el anexo I del Reglamento incluye entre los corredores prioritarios las “interconexiones de hidrógeno en Europa Occidental”, no puede atribuirse al H2Med-BarMar el estatus de PCI ya que se desconoce su viabilidad técnica (y tampoco se justifica su viabilidad económica). En consecuencia, aún no se ha demostrado que “satisfaga las necesidades específicas de infraestructuras de hidrógeno y respalde el establecimiento de una red de transporte de hidrógeno a escala de la Unión”⁵. Además, pertenece a una categoría de proyectos para los que ni siquiera existe una guía de recomendaciones técnicas para su diseño con el fin de garantizar la eficiencia y seguridad de la infraestructura: a la fecha, no existe una certificación de tuberías destinadas al transporte submarino de hidrógeno, tal y como indica la Agencia Internacional de la Energía (AIE): “La reconversión de los gasoductos submarinos sigue planteando algunos retos, ya que el control con la tecnología actual es difícil, a menudo no hay documentación detallada sobre cómo se ha explotado el gasoducto y no existen normas para los hidroductos submarinos, a diferencia de la ASME B31.12 para los terrestres. El proyecto H2Pipe, lanzado por DNV en 2021, está evaluando cómo la norma DNV ST-F101 existente para sistemas de tuberías submarinas debería integrar el hidrógeno”.⁶

Según DNV⁷, la segunda fase del proyecto H2Pipe se iniciará a finales de marzo de 2023 y durará dos años. DNV indica que esta segunda fase incluirá “un diseño a nivel de viabilidad de los conductos de hidrógeno marinos y un estudio de evaluación de riesgos para examinar los aspectos de seguridad de los conductos de hidrógeno marinos”. Por lo tanto, hasta 2025 como muy pronto, no habrá una guía de recomendaciones para el diseño de hidroductos submarinos destinados al transporte de hidrógeno.

3. Priorizar la producción y el consumo local

Vista las dificultades asociadas a su transporte a larga distancia desde una perspectiva económica, técnica y de eficiencia energética, la producción de hidrógeno verde debe tener lugar cerca de los sitios donde se consume⁸. Las grandes infraestructuras de transporte como

⁵ Ibid. Anexo I, 3.9).

⁶ IEA, *Global Hydrogen Review 2022*, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>, p.110

⁷ DNV, *DNV to launch phase 2 of offshore hydrogen pipelines joint industry project*, 20.02.2023. <https://www.dnv.com/news/dnv-to-launch-phase-2-of-offshore-hydrogen-pipelines-joint-industry-project-240145>.

⁸ IEA, *Global Hydrogen Review 2022*.

el H2Med corren el riesgo de no ser necesarias en el futuro, quedando sobredimensionadas y no respondiendo a las necesidades de la transición energética.

4. Prioridades en la descarbonización

El desarrollo e introducción del hidrógeno verde debería tener como objetivo la sustitución del hidrógeno de origen fósil actual, priorizando así la descarbonización de aquellos sectores que tradicionalmente consumen hidrógeno y que ya cuentan con infraestructuras adaptadas para su uso, como es el caso del sector de la refinería y la industria química. De hecho, de las 500.000 toneladas de hidrógeno consumidas anualmente en España (70% por las refinerías, 25% por la producción de amoníaco y un 5% por los sectores industriales como el metalúrgico) sólo 50 toneladas son hidrógeno verde. Además, por motivos de eficiencia energética, en lo que respecta a los posibles nuevos usos finales para el hidrógeno verde, deberían limitarse a los sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado por carretera, el naval o el aéreo. Bajo esta óptica, proyectos de infraestructuras para el transporte de hidrógeno a larga distancia como el H2Med-BarMar serían, una vez más, del todo innecesarios.

5. Inmadurez técnica para la conversión de gasoductos e innecesidad de nuevas infraestructuras para el transporte exclusivo de hidrógeno

Según la industria, la infraestructura europea de transporte de hidrógeno se basará en su mayoría en gasoductos readaptados⁹. En cuanto a España, Enagás ha declarado haber identificado ya más de un 30% de tramos de gasoductos reutilizables para hidrógeno, porcentaje que se podría ir incrementando hasta un 70% en los próximos años¹⁰. Sin embargo, las tecnologías para adaptar los gasoductos al transporte de hidrógeno no están desarrolladas actualmente a gran escala, ni son tan fáciles de aplicar como indica la industria. Prueba de ello es que hasta 2021, sólo había un ejemplo de gasoducto de 12 km en los Países Bajos que se había adaptado para transportar hidrógeno¹¹. Hay que tener en cuenta que el hidrógeno tiene propiedades físicas diferentes al gas fósil, y su mayor capacidad de dispersión implica un mayor riesgo de fugas por pequeñas aperturas u orificios. Esto implica un elevado riesgo dado que las emisiones fugitivas de hidrógeno pueden producir indirectamente efectos de calentamiento 11 veces peores que los del CO₂¹². No obstante, múltiples proyectos presentados a PCIs también contemplan la posibilidad de reutilizar los gasoductos existentes (entre otros: HYD-N-569; HYD-N-1149; HYD-N-969 y HYD-N-978).

⁹ European Hydrogen Backbone, *Estimated Investment Cost*. <https://ehb.eu/page/estimated-investment-cost#:~:text=The%2053%2C000%20km%20European%20Hydrogen,and%2040%25%20new%20pipeline%20stretches>

¹⁰ Enagás, *El hidrógeno renovable: un vector energético clave para España y Europa*, diciembre 2022. <http://www.cnmv.es/portal/verDoc.axd?t=%7B7c1b5ca8-f767-47fc-8cc3-7a3f6a7957e2%7D>

¹¹ IEA, *Global Hydrogen Review 2022*, p. 120

¹² Frazer – Nash Consultancy, *Fugitive Hydrogen Emissions in a Future Hydrogen Economy*, 2022. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067137/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf

Adicionalmente, cabe mencionar que el proyecto H2Med supondría el desarrollo de una red troncal con nuevas infraestructuras para el transporte exclusivo de hidrógeno. Es el caso del proyecto HYD-N-1149 “Spanish hydrogen backbone”, ya presentado para su cualificación como PCI y que prevé la construcción de dos ejes. El primer eje de 1.500 km de longitud, de los cuales solo 225 km serán gasoductos readaptados, y el otro de 1.250 km, que, por la información aportada, se entiende estará compuesto en su totalidad por nuevas infraestructuras. Sin embargo, es importante destacar que, hasta la fecha, no se ha demostrado la necesidad de desarrollar una red para el transporte exclusivo de hidrógeno a meda y larga distancia. Asimismo, una red para el transporte de hidrógeno no se debe basar en la red existente para el transporte de gas fósil, ya que el volumen de hidrógeno verde transportado sería muy diferente. De ser así, estas infraestructuras corren el riesgo de quedar sobredimensionadas y no responder a las necesidades de la transición energética. Por lo tanto, la prioridad es que el hidrógeno verde se consuma cerca de los lugares donde se produce, con el objetivo de descarbonizar la demanda actual.

6. Falta de un marco regulatorio para la producción a gran escala de hidrógeno verde

Desde un punto de vista legal, hoy en día las plantas de producción de hidrógeno se consideran “como instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos” (Anexo I de la Directiva Europea 2010/75/UE de Emisiones Industriales¹³ y de su instrumento de transposición en el ordenamiento español: Anejo I del Real Decreto Legislativo 1/2016¹⁴). Por tanto, antes de planificar el desarrollo de infraestructuras de transporte como el H2Med, es necesario desarrollar un marco jurídico sobre la producción de hidrógeno verde a gran escala.

7. Las infraestructuras dedicadas al hidrógeno verde se deben utilizar exclusivamente para este tipo de hidrógeno y no para beneficiar al hidrógeno procedente de los combustibles fósiles o de la energía nuclear

La financiación pública como la prevista para los proyectos declarados PCI, debe utilizarse únicamente para apoyar la infraestructura necesaria para el hidrógeno verde. Deben excluirse todos aquellos proyectos que favorezcan la producción de hidrógeno no renovable, incluido el hidrógeno de origen nuclear (hidrógeno rosa).

El objetivo último de una infraestructura europea de hidrógeno debería ser contribuir a la creación de una economía del hidrógeno sostenible en la que toda la producción de hidrógeno apoye la transición energética. Es importante garantizar que, cuando se desarrollen infraestructuras de hidrógeno verde, se utilicen exclusivamente para ese tipo de hidrógeno. Sin embargo, los PCIs presentados (HYD-N-819; HYD-N-1151 y HYD-N-1153) hacen referencia al hidrógeno “bajo en emisiones” que, si bien cuenta con un sistema de captura de las emisiones de carbono, no es totalmente neutro en carbono¹⁵. Por lo tanto, no es coherente construir

¹³ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (versión refundida), (DO L 334, 17.12.2010).

¹⁴ Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, (BOE núm. 316, de 31.12.2016).

¹⁵ R W Howarth, Jacobson Z Mark, *How Green is Blue Hydrogen?*, Energy Science and Engineering, 2021. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.956>

infraestructuras para el transporte de hidrógeno verde para contribuir a la descarbonización si finalmente se utilizan también para transportar hidrógeno cuya producción implica emisiones de carbono.

Asimismo, tampoco es coherente prever para estas infraestructuras el transporte del hidrógeno rosa ya que se trata de un tipo de hidrógeno que no puede ser considerado “sostenible”. Al respecto, cabe mencionar que el H2Med es un proyecto que cuenta con el apoyo de los gobiernos de España, Portugal, Francia y Alemania. Sin embargo, si bien España y Portugal están interesadas en él para garantizar la exportación de su futura producción de hidrógeno verde, Francia considera el proyecto como una pieza clave para que pueda exportar su futura producción de hidrógeno rosa. Teniendo en cuenta que los Estados Miembros tiene soberanía para elegir su mix energético, el proyecto H2Med puede generar conflictos. Por lo tanto, se entiende que el H2Med incluirá, entre otros, el transporte de ese tipo hidrógeno porque, de lo contrario, el proyecto podría perder el apoyo de Francia y tendría muy pocas probabilidades de ser desarrollado.

8. Presentación del proyecto H2Med-BarMar por la filial “Enagás Transporte, S.A.U.”

El promotor de los dos proyectos relativos al H2Med resulta ser la filial “Enagás Transporte, S.A.U.” y no “Enagás Infraestructuras de Hidrógeno, S.L.U.”, como sí sucede con otros proyectos presentados a esta convocatoria (HYD-N-1149, HYD-N-508 y HYD-N-1152).

Enagás constituyó la filial “Enagás Infraestructuras de Hidrógeno, S.L.U.” en abril de 2022, a través de la cual la compañía separó sus funciones como operador de infraestructuras de “gas natural” (terminología que Enagás usa para referirse al gas fósil) de la posible futura gestión de infraestructuras de hidrógeno. Su objetivo es el desarrollo, construcción y operación de infraestructuras destinadas a satisfacer la necesidad de transporte y almacenamiento de hidrógeno, en línea con la legislación, los planes y las hojas de ruta nacionales y europeos¹⁶. Por su parte, Enagás Transporte, S.A.U. es la filial del Grupo Enagás encargada de las actividades de regasificación, transporte básico y secundario y almacenamiento de gas natural, a través de las infraestructuras o instalaciones gasistas correspondientes, propias o de terceros, así como la realización de actividades auxiliares o vinculadas a las anteriores.

En consecuencia, si el objetivo de los proyectos relativos al H2Med-BarMar es realmente el transporte de hidrógeno renovable, debería haber sido “Enagás Infraestructuras de Hidrógeno, S.L.U.” la filial que los presentara. Sin embargo, el hecho de haber presentado estos dos proyectos a través de su filial “Enagás Transporte, S.A.U.”, indica que el Grupo Enagás los percibe como proyectos de infraestructuras de gas fósil más que como infraestructuras para el transporte de hidrógeno renovable.

¹⁶ Enagás, *Una red de transporte para suministrar hidrógeno*, 2022, <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/transporte-hidrogeno/>.

9. Potenciales impactos ambientales y sociales de la producción de hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde demanda grandes cantidades de electricidad para su uso en los electrolizadores. Esta será generada principalmente mediante la implantación de proyectos de energía renovable a gran escala. A pesar de anunciar el objetivo de transportar 2Mt de hidrógeno verde a través del H2Med-BarMar, España no ha ido más allá y no se tienen datos oficiales con respecto a la capacidad de energía renovable necesaria para producir tales volúmenes de hidrógeno verde. Por lo tanto, es un proyecto que carece de rigor.

Según la Comisión Europea, se necesitan entre 500 y 550 TWh de electricidad de origen renovable para alcanzar el objetivo de producción de 10Mt de hidrógeno renovable establecido en el plan de acción REPowerEU para 2030¹⁷. En línea con estas previsiones de la Comisión Europea, la producción de 2Mt de hidrógeno verde necesitaría aproximadamente unos 100-120 TWh de electricidad de origen renovable, que en términos de potencias instaladas implicaría entre 40 y 48 GW más de renovables dedicados exclusivamente a esa producción¹⁸. Teniendo en cuenta que el PNIEC 2021-2030 prevé en España para 2030 una capacidad instalada de renovables de unos 97 GW¹⁹, la producción de 2 Mt de hidrógeno verde se traduce en la necesidad de instalar un 40-45% más de energías renovables - destinadas exclusivamente a la producción de hidrógeno verde - con respecto a lo que está previsto en el PNIEC. Esta implantación no solo puede conllevar impactos adversos para el medioambiente y la biodiversidad, sino que podría enfrentarse a la escasa aceptación social en el medio rural, debido principalmente a la falta de diálogo previo con las diferentes comunidades afectadas.

Además, en los casos de producción de hidrógeno verde con fuentes naturales de agua dulce, se agravarían los problemas de escasez hídrica y sequía, afectando a la población local y destruyendo ecosistemas. Esto último al mismo tiempo tendrá impactos negativos sobre las masas de agua poniendo en riesgo el logro de los objetivos de la Directiva marco del agua²⁰. Por tanto, no se está teniendo en cuenta el principio de no causar daño significativo previsto en el Reglamento de Taxonomía²¹.

Asimismo, se está presentando la producción de hidrógeno verde como una solución para fomentar la actividad económica en zonas rurales y para afrontar el reto demográfico. Sin embargo, si la mayoría de esta producción se destina a la exportación, estas zonas se limitarán a producir hidrógeno verde, con la sobreexplotación de recursos naturales que conlleva, sin

¹⁷ European Commission, *Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen*, 13.02.2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595

¹⁸ El Periódico de la Energía, *El hidrógeno verde: la nueva burbuja*, 13.02.2023. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-la-nueva-burbuja/>

¹⁹ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, p. 46. https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

²⁰ Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, (DO L 327, 22.12.2000).

²¹ Reglamento (UE), 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de junio de 2020 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088, (DO L 198, 22.06.2020).

aprovechar los beneficios económicos, demográficos y sociales que implica el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde a nivel local.