

¿Hacia cero emisiones netas?
**Regulación de la infraestructura e inversión en el
sector del gas en España**

Autores

Albert Banal-Estañol es profesor titular en la Universitat Pompeu Fabra, director del programa de maestría MSc in Finance and Banking de la UPF-Barcelona School of Management, subdirector del Programa de Economía de Energía, Cambio Climático y Sostenibilidad en la Barcelona Graduate School of Economics (BGSE), profesor afiliado a la City University London, profesor visitante de la IFP-Energies Nouvelles de París e investigador del SP-SP Public-Private Sector Research Center en la escuela de negocios IESE y en el Instituto Alemán de Estudios Económicos (DIW) de Berlín. Ha ocupado cargos docentes y de investigación en la Universidad de Western Ontario en Canadá, Northwestern University en los EE.UU., en la Universidad de Cambridge y en la London Business School en el Reino Unido.

Albert ha publicado numerosos artículos científicos en las áreas de política de competencia, finanzas corporativas y energía, así como en la confluencia de dichas áreas. Sus artículos han sido publicados en las principales revistas académicas internacionales. Albert es miembro de los Paneles Académicos de la Autoridad de Competencia y de Mercados del Reino Unido (CMA, por sus siglas en inglés) y de la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem, por sus siglas en inglés), el regulador energético del Reino Unido. También ha actuado como experto técnico en informes para organismos de defensa de la competencia como la extinta Oficina de Comercio Justo del Reino Unido (OFT, por sus siglas en inglés, y en la actualidad denominada CMA) y la Dirección General de Competencia (DG Comp, por sus siglas en inglés). Albert ha prestado asesoramiento a empresas en proceso de fusión y a organismos de defensa de la competencia. Ha impartido cursos de formación para ejecutivos para organismos gubernamentales (por ejemplo, el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido), reguladores (por ejemplo, Ofgem) y empresas privadas (por ejemplo, Gaz de France). También ha colaborado en el desarrollo de programas de maestría y de capacitación en varios países africanos.

Olivier Massol es profesor de Economía en una Escuela Superior de Ingeniería y director ejecutivo de la Cátedra "La Economía del Gas", una iniciativa de investigación y formación que cofundó en París. También es investigador del Laboratorio de Ingeniería Industrial de CentraleSupélec, e investigador honorario del Departamento de Economía en la City, University of London. También es investigador de la "Cátedra de Economía del Clima", donde dirige la iniciativa de investigación sobre la transición energética. Olivier es miembro electo del consejo de la Asociación Francesa de Economía de la Energía.

El interés y la experiencia de Olivier en materia de investigación se centran en la economía aplicada y, en particular, en los ámbitos de la economía de la energía y de los recursos naturales. Su investigación despliega una serie de técnicas cuantitativas procedentes de la microeconomía, la teoría de los juegos, la econometría y la investigación operativa. Sus artículos han sido publicados en revistas académicas de primer orden y se centran en cuestiones relacionadas con: la monetización de los recursos naturales; la economía de las infraestructuras energéticas; la modelización y el análisis de las interacciones estratégicas en las industrias energéticas; o el comercio y la integración espacial de los mercados energéticos.

Aviso legal

El presente informe ha sido elaborado en 2021 y, por tanto, es anterior a la guerra de 2022 en Ucrania. Ha sido encargado por la European Climate Foundation. No obstante, el contenido del mismo es responsabilidad exclusiva de los autores y no debe interpretarse como un reflejo de las opiniones de las instituciones en las que están afiliados. El contenido del informe no representa necesariamente las opiniones de la European Climate Foundation ni las de ninguno de sus colaboradores. Por lo tanto, la European Climate Foundation no asume ninguna responsabilidad por daños a terceros.

Agradecimientos

Estamos profundamente agradecidos por la gran ayuda en materia de investigación y redacción prestada por Mélanie Monard, Param Singh, Farah Attaf, y especialmente por Murillo Salvador, Joan Antoni Seguí y Moritz Schwarz, sin los cuales no se hubiera podido redactar el presente informe. Queremos agradecer a Stijn Carton, Sarah Oppenheimer y Pauline Cizmic por sus comentarios constructivos sobre una versión preliminar del mismo.

Resumen general

El gas natural representa el 29,4% del consumo de energía primaria actual de la UE-28. Se utiliza como combustible para vehículos y para la industria, para generar electricidad y calentar muchos hogares en invierno. La producción interna de gas natural en la UE ha disminuido en las últimas décadas, pero al mismo tiempo han aumentado las importaciones procedentes de Argelia, Noruega, Rusia, Estados Unidos o Qatar. Sin embargo, el aumento de los precios del gas y las tensiones en los países importadores han puesto en el centro del debate la cuestión de la dependencia de las importaciones y cómo el cambio hacia las energías renovables podría comportar cierto alivio. La tasa de dependencia del gas natural, definida como la parte cubierta mediante importaciones de otros países, ha sido del 83,6% en 2020, por debajo del 89,6% de 2019, el año con la mayor cuota de importación desde 1990.

La infraestructura de transporte y de importación, es decir, las plantas de gas natural licuado (GNL) y los gasoductos transfronterizos, fue construida en base a las previsiones de demanda de principios de la década de 2000, en las que se predecía una tendencia creciente del gas natural. Estas decisiones de inversión provocaron una inflación del valor de los activos regulados (la "base de activos regulados"), que se utilizan para determinar los ingresos permitidos de los operadores, las tarifas de acceso a la infraestructura y, por lo tanto, las tarifas de los consumidores.

Sin embargo, la expansión pronosticada del consumo de gas nunca se llegó a materializar. Esto es especialmente problemático para España, que es el líder de la UE en capacidad de plantas de GNL. El consumo de gas en España alcanzó su punto álgido en 2007 y las previsiones actuales de demanda prevén una tendencia entre estable y decreciente, la cual se verá acelerada por los objetivos energéticos y climáticos. Viéndolo en retrospectiva, todo apunta a que las cuantiosas inversiones del país en infraestructuras de importación de GNL acordadas durante la década de 2000 sobrepasan en gran medida las necesidades a medio y largo plazo. En cuanto a las tarifas reguladas, la combinación de una base de activos regulados en alza y la caída de la demanda a largo plazo es motivo de preocupación. De hecho, puede dar lugar a un incremento aún mayor de las tarifas, lo que a su vez puede desencadenar un ciclo de caída de la demanda y un fuerte aumento de las tarifas, o a que las instalaciones no utilizadas queden varadas.

En un momento en que la UE se compromete a la descarbonización, se está poniendo en entredicho el futuro del gas fósil y, sobre todo, de su impresionante red de infraestructuras. Las inversiones que en su día fueron respaldadas por la Comisión Europea -y financiadas con fondos europeos- son ahora un importante obstáculo político en el camino de cero emisiones netas. Las plantas de GNL y las instalaciones de almacenamiento de gas, por ejemplo, corren el riesgo de quedar varadas a largo plazo. Al mismo tiempo, los consumidores, especialmente en España, están viendo un incremento en los costes fijos de sus facturas de gas debido al potencial de importación y almacenamiento no utilizados.

Ante este escenario, los gases renovables pueden constituir el camino a seguir. Las técnicas actuales, como la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), tendrán que combinarse con la investigación y el desarrollo (I+D). En este sentido, la AIE estima que cerca del 45% del ahorro anual de CO₂ en el camino de cero emisiones netas en 2050 procederá de tecnologías actualmente en desarrollo. El biometano y el hidrógeno verde podrían ser prometedores siempre que la infraestructura de gas fósil existente pueda reconvertirse para los gases renovables. Pero el potencial que pueden ofrecer en el futuro sigue siendo muy incierto (en comparación con el gas natural), lo que plantea más dudas sobre la necesidad de nuevas inversiones en infraestructuras de gas.

La legislación también es de vital importancia. Actualmente se están estudiando diferentes vías tanto a nivel nacional como de la UE, y se están estableciendo políticas de estímulo para favorecer las inversiones en biometano e hidrógeno, junto con inversiones en eficiencia energética y electrificación que reduzcan la demanda de gas en general. El Reino Unido está impulsando inversiones sostenibles e Investigación y Desarrollo (I+D), mientras que Francia está equilibrando de forma minuciosa las necesidades de la infraestructura actual y de la prevista a fin de evitar activos varados. España, por el contrario, parece ir rezagada en cuanto a la política regulatoria.

La agencia reguladora, la CNMC, ha heredado los errores de inversión de los marcos regulatorios anteriores, que promovían en gran medida la sobreinversión. Sin embargo, gracias a su amplia experiencia e infraestructura en materia de gas natural, España puede convertirse en un país pionero en materia de gases renovables dentro de la UE. Pero los nuevos proyectos de gas natural deben ir suprimiéndose de forma progresiva en favor de proyectos de gas renovable o con bajas emisiones de carbono. Se deben reconvertir las infraestructuras no utilizadas e intentar evitar en el futuro facturas de gas relativas a instalaciones de gas natural varadas. En la era de la flexibilidad, también cabe incentivar un cambio tanto a nivel de los aparatos eléctricos que utilizan los consumidores como en los flujos de las tuberías. En general, los responsables políticos y los gobiernos deben esforzarse por encontrar un equilibrio entre la garantía de suministro, la asequibilidad y la descarbonización.

Al mismo tiempo, España debe aprender de (y evitar) los errores del pasado. La sobreinversión puede volver a producirse, esta vez en activos de gas renovable. Todavía hay mucha incertidumbre sobre el papel que desempeñarán el hidrógeno verde y el biometano en el futuro, y para qué aplicaciones serán más valiosos. En primer lugar, los reguladores deberían actuar con cautela, pudiendo adoptar un enfoque "de no arrepentimiento posterior", por ejemplo, dando prioridad a la inversión en infraestructura para el gas renovable de los clústeres industriales.

Este informe, encargado por la European Climate Foundation, analiza las inversiones actuales en la infraestructura del gas, y si el actual marco regulatorio de la industria española del gas natural fomenta la sobreinversión en infraestructuras de gas natural y/o la subinversión en infraestructuras de gas con bajas emisiones de carbono y, en general, si dicho marco es compatible con los objetivos de la política climática de la UE a largo plazo. Los marcos regulatorios nacionales y de la UE para la industria del gas natural en la década de 2000 se concibieron para cumplir varios objetivos estratégicos, pero principalmente para garantizar el suministro y la asequibilidad. Con el "nuevo" objetivo de la descarbonización, se modifica tanto el nivel óptimo de inversión como la finalidad de la misma. También hay que tener en cuenta varios tipos de riesgo, que van desde los riesgos empresariales (por ejemplo, la baja demanda) hasta los riesgos medioambientales (como la resiliencia de las infraestructuras).

Se presenta una visión general de la infraestructura gasista española actual y de su marco regulatorio para determinar si dicho marco incentiva la sobrecapacidad, que es uno de los principales problemas a los que se enfrenta el sector del gas en España. El análisis se centra en las principales infraestructuras del sistema de transporte y, en particular, en los interconectores de gasoductos, las plantas de GNL y las instalaciones de almacenamiento de gas, más que en el sistema de distribución, que es específico de cada región y, en consecuencia, requeriría un análisis adicional. La capacidad de las plantas de GNL y los índices de utilización del país, por ejemplo, están muy lejos de la media europea. Además, los precios del mercado mayorista de gas natural del país han tradicionalmente sido notablemente superiores a los de otros mercados del noroeste de Europa.

A la hora de evaluar la infraestructura y el marco regulatorio actuales, nos hemos basado en los resultados de una comparativa entre España, Francia y el Reino Unido. Se describen las tendencias de la demanda y la oferta a medio y largo plazo, las infraestructuras existentes y los marcos regulatorios de España, Francia y el Reino Unido. Francia y el Reino Unido son también grandes países europeos, los cuales presentan un uso de gas natural inferior, en Francia, y superior, en el Reino Unido, en comparación con el uso de España como parte del consumo de energía primaria, pero ambos países cuentan con una importante infraestructura de transporte, interconexión y GNL. Asimismo, Francia y el Reino Unido presentan tradiciones diferentes en cuanto a sus sistemas regulatorios, de las que España puede tomar nota.

A nuestro entender, España puede adoptar las mejores prácticas de Francia y del Reino Unido. **Por una parte, el sistema del Reino Unido aporta ideas sobre cómo crear un marco regulatorio eficiente y centrado en el rendimiento de la industria.** De hecho, a diferencia de España, el regulador del Reino Unido (Ofgem) se centra en la inversión sostenible y en el I+D, lo cual es de vital importancia si se tiene en cuenta que gran parte de la tecnología que permitirá alcanzar los objetivos de cero emisiones netas aún no ha sido diseñada ni implementada. **El sistema francés, por su parte, puede dar pistas a España sobre cómo optimizar el equilibrio entre las necesidades de la infraestructura actual y la futura para así evitar la existencia de activos varados en el futuro.** De hecho, el sector gasista francés parece contar con una gran infraestructura, que, aunque envejecida, está correctamente dimensionada.

Las infraestructuras de GNL están infrutilizadas en los tres países, pero el caso de España es especialmente llamativo. Esto se debe, al menos en parte, a la convicción del pasado de que se precisaba contar con infraestructuras adicionales y de que había que construir infraestructuras que ofrecieran una capacidad superior a la demanda existente. Se predijo de forma errónea que habría un aumento de la demanda antes de las crisis de 2008 y 2011. España tiene ahora un problema de sobreinversión en sobrecapacidad (tal y como se aprecia en Castor y El Musel). El proceso de toma de decisiones que ha llevado a España a la situación actual debe contrastarse con el caso de Francia, donde los contratistas aprobados por el gobierno construyeron primero la planta y luego la vendieron a inversores privados, y no al revés. **Por lo tanto, España debe reconsiderar el proceso de toma de decisiones que se utiliza para adoptar o aprobar las decisiones de inversión en infraestructuras. El proceso debería ser, para empezar, mucho más transparente y, por tanto, susceptible de rendir cuentas.**

Francia y el Reino Unido han alcanzado sus objetivos de infraestructura consiguiendo un reparto de riesgos más equilibrado entre los inversores privados, el gobierno y los consumidores. España puede haber alcanzado sus objetivos en materia de infraestructuras de gas (aunque la capacidad de almacenamiento sigue siendo escasa), pero ha trasladado un riesgo demasiado elevado al consumidor final: El 40% de las facturas de energía de los españoles han sido peajes para el mantenimiento, y a veces el mantenimiento de instalaciones inutilizadas como El Musel. Esto ha conllevado a que España albergue la segunda factura energética más alta de la UE. **Por consiguiente, España debería reconsiderar el equilibrio de riesgos entre los inversores privados, el gobierno y los consumidores. Si el riesgo va a ser asumido por el consumidor en el futuro, se deberían realizar de forma sistemática estudios económicos y medioambientales más amplios para evitar resultados desastrosos como los de El Castor.**

Ante las perspectivas de la demanda de gas en Europa, la AIE estima que **ya no es necesario explotar más yacimientos ni invertir en más infraestructuras de gas natural. Pero en España se siguen diseñando varios proyectos, como señalamos. Por lo tanto, es de vital importancia**

que tanto la financiación de activos como el reparto de riesgos se vean sometidos a un proceso de aprobación más riguroso. En este sentido, hay que plantear la preocupación por el bloqueo. Si países como España siguen construyendo infraestructuras de gas natural y GNL de dudosa necesidad, será más difícil abandonar los combustibles fósiles, ya que la mayor parte de estos costes son irrecuperables. En resumen, los proyectos de inversión deben someterse a un gran escrutinio para evitar resultados bloqueados por los combustibles fósiles. La retribución de las infraestructuras de gas natural podría al menos diferenciarse de la de las nuevas infraestructuras, centradas en el desarrollo sostenible. Aunque los operadores franceses han tachado esta medida de excesivamente compleja, puede resultar necesaria en España.

Por ello, es necesario **aplicar incentivos y fomentar la flexibilidad en todo el sistema para preparar las redes para un escenario dominado por la incertidumbre.** Mientras que los organismos reguladores franceses y británicos parecen incorporar esto en sus marcos, parece que el sistema español se queda atrás, con sólo unas pocas disposiciones introducidas en el nuevo modelo 2021. De hecho, **el sistema regulatorio español parece estar más atrasado en cuanto a cero emisiones netas, si lo comparamos, por ejemplo, con el del Reino Unido.** El sistema regulatorio del Reino Unido está más orientado a la producción: El gas no se considera simplemente un combustible puente como en España, lo que permite centrarse en el desarrollo de un auténtico sistema de transporte bajo en carbono.

En cuanto a los gases renovables, el biometano puede ser transportado y distribuido mediante las infraestructuras de gas existentes en la actualidad. **Hay que desarrollar mecanismos para regular la posible inyección de estos gases renovables en el sistema de transporte.** También podría ser necesaria una infraestructura específica en el sistema de transmisión para acomodar los flujos renovables en caso de que la cantidad de gas renovable siga aumentando. Por supuesto, las previsiones pueden resultar erróneas por acontecimientos inesperados, como ocurrió con la demanda de gas natural tras las crisis de 2008 y 2011. **Los responsables políticos deben evitar repetir los mismos errores con las infraestructuras de gas renovable que los que cometieron con las infraestructuras de gas natural.** Sin embargo, teniendo en cuenta la escasez de instalaciones de suministro de biometano e hidrógeno en España, es poco probable que se produzca un exceso de capacidad de las infraestructuras en una fase tan temprana de desarrollo.

No obstante, la sobreinversión en hidrógeno puede plantear problemas en el futuro si no se da una respuesta ágil a los problemas citados en los párrafos anteriores. Por ahora, los malos resultados pueden mitigarse permitiendo una mejor coordinación entre empresas. **Las medidas verdes podrían pasar a ser un componente de más peso en los acuerdos verticales y horizontales entre las partes interesadas del sector; se podría promover de forma más activa el uso compartido de la red y el acceso de terceros, aumentando así la transparencia de todo el sistema; y se podría profundizar en los planes de inversión conjunta para que los consumidores finales corrieran menos riesgos.** Los agentes deben intentar resolver las posibles disyuntivas entre cooperación y competencia, teniendo siempre presente los acuerdos de reparto de riesgos.

Las inversiones en gases renovables y bajos en carbono deben ir acompañadas de inversiones en tecnologías como la Tecnología de Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) y en su aplicación, las cuales requieren infraestructuras específicas. **Los incentivos reguladores podrían así presentar un enfoque más holístico priorizando la coherencia sobre la oportunidad.** Sin embargo, la provisión de capital actual para futuras tendencias tampoco se debería retrasar en exceso. Como los países están tratando de alcanzar la neutralidad climática antes de 2050, una inversión que llega con retraso puede considerarse una subinversión. Se observa una falta de medidas intermedias relativas a la escasez de suministro de gas renovable y su correspondiente capacidad de transmisión y distribución. **A partir de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España se ocupa de las citadas cuestiones, pero deberían estar más presentes para la autoridad reguladora nacional, la CNMC.**

Debe existir un equilibrio entre los diferentes objetivos políticos. Si los países realmente desean alcanzar el objetivo de cero emisiones en 2050, es necesario que haya competencia, velocidad de aplicación, coordinación a nivel de la UE y suficiente inversión en infraestructuras verdes. En este escenario, los países más grandes parecen ser los primeros en actuar, mientras que la coordinación a nivel de la UE todavía está en marcha.

Las próximas medidas políticas deben tener como objetivo reducir las emisiones lo más rápida y eficazmente posible, minimizando el impacto sobre los objetivos políticos habituales. Al fin y al cabo, la regulación no funciona por sí sola y debe ser valorada dentro del contexto de la estrategia global del gobierno. Es fundamental que las distintas medidas se puedan combinar entre sí, es decir, que ciertos incentivos se puedan establecer a través de la regulación y al mismo tiempo a través de los impuestos o las subvenciones.

Con todo, cabe hacerse la siguiente pregunta: ¿Cómo deben financiarse los incentivos o subvenciones a las inversiones que faciliten la transición ecológica? En este sentido, hemos comprobado que no tiene sentido que los contribuyentes lo paguen todo, ya que la sociedad en su conjunto se beneficia de la transición, no sólo los consumidores de gas. Por otra parte, dejar que sólo paguen los consumidores de gas fomentaría un cambio más amplio hacia las energías renovables. Además, las subvenciones que se financian a través de la base impositiva general, y no a través de tarifas de gas más altas, podrían evitar perturbaciones innecesarias de los precios en el mercado de la electricidad. En este sentido, conseguir que una mayor parte de la población cambie el gas por la electricidad podría ser una buena medida en su conjunto. Quizás se podría argumentar que el mejor mecanismo de cambio pasaría por un impuesto sobre el carbono equiparado a los efectos externos de las emisiones.

Los experimentos piloto, como el éxito de la fábrica de pasta alimentada con hidrógeno de Italia, o el proyecto H21 Leeds City Gate del Reino Unido, podrían estudiarse más a fondo en España. Estos proyectos se podrían aplicar tanto a los sistemas de transmisión como a los de distribución, aunque esto último no ha sido el objetivo del presente informe. Tales medidas contribuirían a que el sistema español se centrara más en la producción y mejoraría las pretensiones nacionales frente a la crisis climática.

Para aprovechar plenamente el potencial de la transición, los países importadores de gas como España, Francia o el Reino Unido (importador neto a pesar de la producción nacional) deben actuar con rapidez. Los primeros en hacerlo tendrán un mayor ahorro en la compra de gas en el extranjero y realizarán más inversiones en la economía nacional. La suposición de que los compromisos de cero emisiones son un obstáculo para la inversión y el desarrollo económico tiene poco respaldo científico. La investigación ha demostrado todo lo contrario: A medida que los precios de los gases fósiles sean más volátiles, el mercado de las energías renovables ganará en estabilidad, eficiencia y competitividad, contribuyendo al mismo tiempo al crecimiento económico. **El papel de los impuestos y subsidios del gobierno, entonces, de cara a la transición, es gestionar adecuadamente una "Transición Justa" en la que no se creen bolsas de miseria socioeconómica ni activos varados. La pobreza energética es un problema importante en España, y la transición climática no debe contribuir a agravar este reto.**

Por último, analizaremos el tratamiento de los costes varados, que es una cuestión política de magnitud pendiente de ser resuelta. Se pueden sopesar los argumentos a favor o en contra de la recuperación de la totalidad de los costes por parte de los operadores de infraestructuras y sus accionistas.

Por un lado, se puede argumentar que los operadores de infraestructuras han invertido de forma razonable -de "buena fe"- en la construcción de las infraestructuras adelantándose a la demanda prevista. Si el aumento de la demanda se hubiera materializado, toda falta de capacidad se hubiera considerado como un fracaso desde el punto de vista de la inversión y se habría culpado a dichos operadores de no haber previsto dicho aumento. También cabe señalar que estos proyectos y sus correspondientes costes fueron aprobados de alguna manera por los organismos que aprueban la creación de las infraestructuras (por ejemplo, la agencia reguladora del sector y/o el ministerio encargado del sector energético) antes de su ejecución. Por lo tanto, cuando un proyecto es aprobado por un organismo, la empresa autorizada suele alegar que el proyecto ha sido respaldado de forma implícita y que la empresa debe obtener un beneficio sobre dicha inversión (este concepto se suele denominar "pacto regulador"). Asimismo, se puede argumentar que el hecho de no compensar al operador puede afectar de forma negativa a futuras decisiones de inversión (por ejemplo, en las futuras infraestructuras necesarias para apoyar la transición hacia sistemas energéticos más ecológicos). Si en un primer momento un organismo considera prudente una inversión en infraestructuras, pero luego no cumple con dicho respaldo inicial, los futuros inversores observarán el comportamiento oportunista de los organismos y tendrán en cuenta el riesgo asociado, fijando valores más elevados para el coste de la tasa de rendimiento que se utilizará en futuros proyectos.

Como contrapartida, se puede argumentar que el "pacto regulador" no deja de ser una mera interpretación, ya que nada establece firmemente la existencia de una obligación de compensar al operador. Por lo tanto, es injusto penalizar a los consumidores - es decir, a los usuarios de la infraestructura - por las decisiones imprudentes de la empresa autorizada. En otras palabras, "es cosa de dos" y el regulador no es el único responsable del exceso de capacidad. Además, se puede argumentar que el riesgo de que se existan activos varados ya se ha tenido en cuenta a la hora de fijar la tasa de beneficio permitida por el regulador. Dicha tasa de beneficios suele ser sustancialmente mayor que la rentabilidad obtenida con un proyecto sin riesgo. Por último, compensar íntegramente a las empresas reguladas por los activos varados puede incentivarlas a exagerar su magnitud, creando así una especie de "juego estratégico". En este contexto, implementar alguna forma de supervisión para evaluar la decisión de clasificar un activo como varado -por ejemplo, en forma de un comité especializado que reúna a expertos en regulación, usuarios de infraestructuras y representantes del mundo académico- y obligar a dicho comité a hacer públicas sus conclusiones, parece una opción sensata para fomentar los debates de política pública sobre estas cuestiones.

7 Conclusiones y lecciones regulatorias

Saquemos ahora conclusiones sobre la inversión y los incentivos regulatorios a la inversión en la infraestructura del gas. De hecho, los marcos regulatorios nacionales y de la UE para la industria del gas natural en la década de 2000 fueron diseñados para cumplir varios objetivos políticos, pero principalmente la garantía de suministro y la asequibilidad. Con el "nuevo" objetivo de la descarbonización, los niveles óptimos de inversión, así como la dirección de la misma, cambian. También hay que tener en cuenta varios tipos de riesgo, que van desde el riesgo empresarial (por ejemplo, la baja demanda) hasta el riesgo medioambiental (por ejemplo, la resistencia de las infraestructuras).

Nuestro trabajo se basa en una comparación entre España, Francia y el Reino Unido. España puede incorporar las mejores prácticas de Francia y el Reino Unido. Por un lado, el sistema del Reino Unido aporta ideas sobre cómo crear un marco regulatorio eficiente y centrado en el los outputs de la industria del gas. De hecho, a diferencia de España, la entidad reguladora del Reino Unido, Ofgem, se centra en la inversión sostenible y en el I+D, lo cual es especialmente crucial si se tiene en cuenta que gran parte de la tecnología que permitirá alcanzar los objetivos de cero emisiones netas aún no ha sido diseñada ni creada. El sistema francés, por su parte, puede enseñar a España cómo equilibrar mejor las necesidades de infraestructura actuales y las previstas para evitar activos varados en el futuro. De hecho, observamos que el sector gasista francés está bien dotado de infraestructuras y, aunque envejecidas, también están suficientemente dimensionadas.

El regulador español del gas natural, la CNMC, que hoy en día debe responder a un exceso de capacidad crónico (en sus plantas de GNL, por ejemplo) y al abandono de instalaciones (El Musel, El Castor), podría inspirarse en las prácticas regulatorias aplicadas por el regulador francés. También podrían, tomando como ejemplo al Reino Unido, desarrollar programas de fomento y financiación dedicados a la infraestructura de gas bajo en carbono y renovable. Pero esta vez habría que evitar los riesgos específicos de sobreinversión y subinversión. En lo sucesivo, el resto de este apartado se centrará en las lecciones regulatorias para España.

7.1 Incentivos a la sobreinversión en el marco regulatorio actual

Las infraestructuras de GNL están infrautilizadas en los tres países, pero el caso de España es especialmente llamativo. Esto se debe, al menos en parte, a las previsiones del pasado, las cuales indicaban que era necesario construir infraestructuras adicionales y que había que construir capacidad antes de que hubiera demanda. Antes de las crisis de 2008 y 2011, se predijo erróneamente que la demanda aumentaría. España tiene ahora un problema de sobreinversión en sobrecapacidad (como muestran Castor y El Musel). Esto no sólo se debe a las previsiones erróneas, sino también a los excesivos incentivos a la inversión de su marco regulatorio anterior, que empleaba la regulación de la tasa de rendimiento.

En 2019, la capacidad de regasificación de GNL de España se acercaba al doble del consumo primario de gas del país. El proceso de toma de decisiones que llevó a España a las circunstancias actuales debe compararse con el caso de Francia, donde los contratistas aprobados por el gobierno primero construyeron la planta y luego la vendieron a los inversores privados, y no al revés.

En general, Francia y el Reino Unido han alcanzado sus objetivos de infraestructuras manteniendo un reparto de riesgos más equilibrado entre los inversores privados, el gobierno y los consumidores. España puede haber alcanzado sus objetivos de infraestructuras de gas (aunque la capacidad de almacenamiento sigue siendo escasa), pero ha trasladado demasiado riesgo al consumidor final: El 40% de las facturas de energía de los españoles son ahora peajes para cubrir los costes de mantenimiento, y a veces el mantenimiento de instalaciones paralizadas como El Musel. Esto ha llevado a una situación en la que España alberga la segunda factura energética más alta de la UE. En caso de que el riesgo sea asumido por el consumidor en futuros escenarios, es necesario realizar estudios económicos y medioambientales más amplios, de forma sistemática para evitar resultados desastrosos como el de El Castor.

Teniendo en cuenta las perspectivas de la demanda de gas en Europa, la AIE estima que ya no es necesario explotar más yacimientos ni invertir en más infraestructuras de gas natural. Pero en España se siguen diseñando varios proyectos, como hemos señalado. Por lo tanto, es de vital importancia que tanto la financiación de activos como el reparto de riesgos se vean sometidos a un proceso de aprobación más riguroso. En este sentido, hay que plantear la preocupación por los compromisos. Si países como España siguen construyendo infraestructuras de gas natural y GNL de dudosa necesidad, será más difícil abandonar los combustibles fósiles, ya que la mayor parte de estos costes son irrecuperables. En resumen, los proyectos de inversión deben someterse a un gran escrutinio para evitar resultados comprometidos por los combustibles fósiles. La retribución de las infraestructuras de gas natural podría al menos diferenciarse de la de las nuevas infraestructuras, centradas en el desarrollo sostenible. Aunque los operadores franceses han tachado esta medida de excesivamente compleja, puede resultar necesaria en España.

[7.2 Subinversión en el marco regulatorio actual](#)

Las nuevas infraestructuras en España (al igual que en el Reino Unido) solían estar exentas de regulación en la década de 2000 con el fin de atraer la inversión privada. Había una tensión entre los enfoques basados en el sector público y el privado, y hoy nuestros dos países de comparación parecen encarnar una mezcla idiosincrásica entre ambos: el Reino Unido tiene un sector privado fuerte, mientras que Francia tiene un enfoque más equilibrado.

Sin embargo, en el contexto de la transición energética, estos sistemas (públicos o privados) deben trabajar incansablemente en la integración de las energías renovables y en las inversiones necesarias en nuevas líneas, tuberías e I+D. En base a esto, la aplicación de incentivos, y la promoción de la flexibilidad en todo el sistema son acciones claves para preparar las redes para un escenario dominado por la incertidumbre. Mientras que los organismos reguladores franceses y británicos parecen incorporar esto en sus marcos, el sistema español parece ir a la cola, con sólo unas pocas disposiciones añadidas en el nuevo modelo 2021. De hecho, el sistema regulador español parece estar menos al día en lo que respecta a la red cero, en comparación, por ejemplo, con el del Reino Unido. El sistema regulador del Reino Unido está más orientado a los *outputs*: El gas no se considera simplemente un combustible puente como en España, lo que permite centrarse en el desarrollo de un auténtico sistema de transporte bajo en carbono.

En cuanto a los gases renovables, el biometano puede transportarse y distribuirse a través de las infraestructuras de gas actuales. En cuanto al hidrógeno, para poder certificar el hidrógeno verde es imprescindible una fuerte regulación sobre normas de origen. También hay que desarrollar mecanismos para regular la posible inyección de estos gases renovables en el sistema de transporte, que, además, se dice que requieren al menos un 20% más de capacidad de conducto por unidad de energía en comparación con el gas natural. Por lo tanto, podría ser necesaria una infraestructura específica en el sistema de transporte para acomodar los flujos renovables si las cantidades de gas renovable siguen aumentando.

Por supuesto, las previsiones pueden resultar erróneas por acontecimientos inesperados, como ocurrió con la demanda de gas natural tras las crisis de 2008 y 2011. Los responsables políticos deben tener cuidado de no repetir los mismos errores con los gases renovables, que podrían conducir a un exceso de capacidad. Sin embargo, teniendo en cuenta la escasez de instalaciones de suministro de biometano e hidrógeno en España, es poco probable que esto ocurra en una fase tan temprana de desarrollo.

Aun así, la sobreinversión en hidrógeno puede plantear problemas en el futuro si no se resuelven rápidamente los citados problemas. Por ahora, los malos resultados pueden mitigarse permitiendo que las empresas se coordinen mejor. Las disposiciones ecológicas podrían convertirse en un componente más importante de los acuerdos verticales y horizontales entre las partes interesadas del sector; el uso compartido de la red y el acceso de terceros podrían promoverse de forma más activa, aumentando así la transparencia de todo el sistema; y podrían explorarse más los sistemas de coinversión, para que los consumidores finales soporten menos riesgos. Los agentes deben esforzarse por resolver las posibles compensaciones entre la cooperación y la competencia, teniendo siempre en cuenta los acuerdos de reparto de riesgos. En este sentido, hay que alabar el compromiso de Ofgem de no dejar a nadie atrás, ni siquiera a las poblaciones más vulnerables, durante la transición climática. La CNMC podría hacer promesas similares, ya que los españoles pagan facturas de gas más altas que los británicos, a pesar de tener un PIB per cápita más bajo. En cambio, los compromisos actuales del gobierno español, tal y como se recoge en su INCEP presentado a la CE, giran en torno a la medición inteligente y el control de la huella ecológica para el consumidor, pero los altos precios del gas siguen siendo un problema.

Independientemente de lo arriba dispuesto, las inversiones en gases renovables y bajos en carbono deben acompañar también a las inversiones en tecnologías como el CCUS y su implementación, que requieren una infraestructura específica. Así, los incentivos reguladores podrían desarrollar un enfoque más integral priorizando la coherencia sobre la oportunidad. Sin embargo, tampoco hay que retrasar demasiado la adjudicación prudente del capital actual en función de las tendencias futuras. A medida que las naciones se esfuerzan por alcanzar la neutralidad climática antes de 2050, el retraso de las inversiones puede considerarse una subinversión. Se puede lamentar la falta de medidas intermedias relacionadas con la escasez de suministro de gas renovable y su correspondiente capacidad de transmisión y distribución. A partir de 2021, las citadas cuestiones son tratadas especialmente por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España, pero debería ocuparse de un mayor papel la autoridad reguladora nacional, la CNMC.

7.3 Estrategia gubernamental: subvenciones e impuestos

Debe existir un equilibrio entre los diferentes objetivos políticos. Si los países realmente desean alcanzar el objetivo de cero emisiones en 2050, es necesario que haya competencia, velocidad de aplicación, coordinación a nivel de la UE y suficiente inversión en infraestructuras verdes. En este escenario, los países más grandes parecen ser los primeros en actuar, mientras que la coordinación a nivel de la UE todavía está en marcha.

Las próximas medidas políticas deben tener como objetivo reducir las emisiones lo más rápida y eficazmente posible, minimizando el impacto sobre los objetivos políticos habituales. Al fin y al cabo, la regulación no funciona por sí sola y debe ser valorada dentro del contexto de la estrategia global del gobierno. Es fundamental que las distintas medidas se puedan combinar entre sí, es decir, que ciertos incentivos se puedan establecer a través de la regulación y al mismo tiempo a través de los impuestos o las subvenciones.

Con todo, cabe hacerse la siguiente pregunta: ¿Cómo deben financiarse los incentivos o subvenciones a las inversiones que faciliten la transición ecológica? En este sentido, hemos comprobado que no tiene sentido que los contribuyentes lo paguen todo, ya que la sociedad en su conjunto se beneficia de la transición, no sólo los consumidores de gas. Por otra parte, dejar que sólo paguen los consumidores de gas fomentaría un cambio más amplio hacia las energías renovables. Además, las subvenciones que se financian a través de la base impositiva general, y no a través de tarifas de gas más altas, podrían evitar perturbaciones innecesarias de los precios en el mercado de la electricidad. En este sentido, conseguir que una mayor parte de la población cambie el gas por la electricidad podría ser una buena medida en su conjunto. Quizás se podría argumentar que el mejor mecanismo de cambio pasaría por un impuesto sobre el carbono equiparado a los efectos externos de las emisiones.

Los experimentos piloto, como el éxito de la fábrica de pasta alimentada con hidrógeno de Italia,¹⁶¹ o el proyecto H21 Leeds City Gate del Reino Unido (que se financia a través del citado mecanismo NIA),¹⁶² podrían estudiarse más a fondo en España. Estos proyectos se podrían aplicar tanto a los sistemas de transmisión como a los de distribución, aunque esto último no ha sido el objetivo del presente informe. Tales medidas contribuirían a que el sistema español se centrara más en los outputs y mejoraría las pretensiones nacionales frente a la crisis climática.

Para aprovechar plenamente el potencial de la transición, los países importadores de gas como España, Francia o el Reino Unido (importador neto a pesar de la producción nacional) deben actuar con rapidez. Los primeros en hacerlo tendrán un mayor ahorro en la compra de gas en el extranjero y realizarán más inversiones en la economía nacional. La suposición de que los compromisos de cero emisiones son un obstáculo para la inversión y el desarrollo económico tiene poco respaldo científico. La investigación ha demostrado todo lo contrario: A medida que los precios de los gases fósiles sean más volátiles, el mercado de las energías renovables ganará en estabilidad, eficiencia y competitividad, contribuyendo al mismo tiempo al crecimiento económico. El papel de los impuestos y subsidios del gobierno, entonces, de cara a la transición, es gestionar adecuadamente una "Transición Justa" en la que no se creen bolsas de miseria socioeconómica ni activos varados. La pobreza energética es un problema importante en España, y la transición climática no debe contribuir a agravar este reto.

7.4. Limitaciones y directrices para futuros análisis

La transición hacia cero emisiones netas implicará retos de consideración tanto para la industria del gas como para los organismos reguladores. Las lecciones del pasado pueden darnos ideas sobre cómo afrontar estos retos y, por tanto, deben ser tenidas en cuenta. Este informe se ha centrado sobre todo en las lecciones extraídas de una comparación entre países, pero puede haber lecciones potencialmente útiles si se siguen otros enfoques.

¹⁶¹ Reed, S. (2021, May 27). Hydrogen as Fuel? An Italian Pasta Factory Shows How It Could Work. *The New York Times*.

¹⁶² H21 Green. (2021). *H21 Leeds City Gate*, disponible en <https://h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/>

Además, el presente informe no ha profundizado en los detalles del sistema de distribución de gas, que es crucial y se enfrenta a cuestiones potencialmente inciertas en cuanto a su futuro. Un análisis futuro podría, por ejemplo, intentar comparar las estimaciones de costes de inversión entre los sistemas de distribución y de transporte. La comparación entre sectores puede ser otro enfoque fructífero. La industria del gas no es la primera que ha realizado inversiones en redes en condiciones de incertidumbre en el pasado y no es, ni mucho menos, la única que necesitará infraestructuras adicionales para lograr la descarbonización en un mundo de cero emisiones netas. Industrias como la de las telecomunicaciones, la electricidad o la postal, y sus marcos regulatorios, pueden ser especialmente interesantes como punto de referencia. Al igual que en la industria del gas, sus regulaciones intentan incentivar la inversión oportuna a niveles óptimos. Más recientemente, las lecciones de las inversiones pasadas en las redes 5G pueden ser relevantes: si las empresas están invirtiendo grandes cantidades en crear estas redes, puede que haya una lección a aprender por parte de las finanzas verdes, lo que impulsaría el compromiso de las partes interesadas con la transición.

En los próximos años también se dispondrá de mucha información, lo que impulsará la creación de mesas redondas y foros en los que se podrán compartir las mejores prácticas entre los distintos sectores. Debemos explorar el potencial para transmitir conocimientos en las industrias en transición, especialmente el gas, que se presenta como un combustible "puente". En este sentido, corresponde a este sector maximizar el alcance de las competencias y prácticas transmisibles de una red de gas fósil a una red renovable. Pero la política regulatoria podría fomentar estas prácticas asignando fondos o mecanismos específicos para promover la transmisión de competencias y el aprendizaje continuo, lo que puede beneficiar a la capacidad de recuperación general del sector.

A menudo nos basamos en la regulación del pasado como fuente de aprendizaje. Sin embargo, diseñar el futuro verde puede requerir pensar en el futuro. Algunos analistas subrayan que ningún país ha aplicado aún medidas políticas lo suficientemente ambiciosas como para alcanzar los objetivos de cero emisiones netas. Sin embargo, algún país tendrá que ser el primero, y aunque en este informe no evaluamos los costes y los beneficios, hay pocas razones para dudar del hecho de que España tiene el potencial de convertirse en uno de los primeros en adoptar el gas renovable, introduciendo las mejores prácticas industriales y normas reglamentarias. Al fin y al cabo, dado que España fue nombrada "campeona de la transición" en el último Diálogo de Alto Nivel de las Naciones Unidas sobre la Energía, ha llegado el momento de que el país hable en nombre del clima aplicando las políticas adecuadas para el gas natural.¹⁶³

¹⁶³ Naciones Unidas. (2021). *Global Champions Announced for UN High-level Dialogue on Energy* [Press release]. <https://www.un.org/en/desa/global-champions-announced-un-high-level-dialogue-energy>