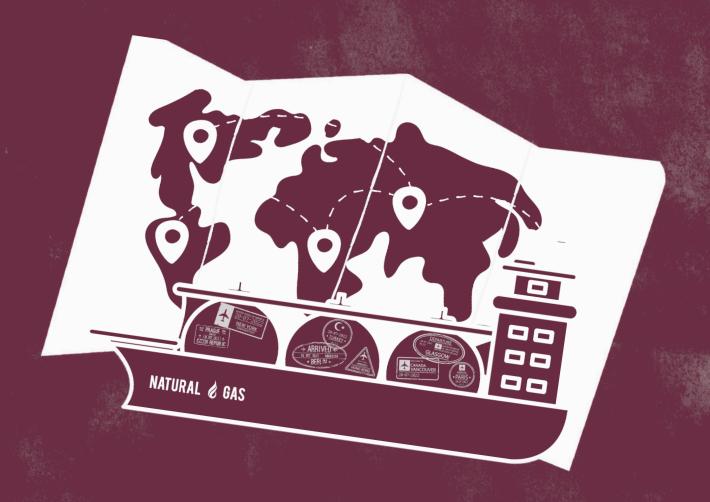
# A VUELTAS CON EL GAS

¿LA LLAVE DE LA CRISIS O UN PELIGRO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?



Informe realizado por:



Título: A vueltas con el Gas: ¿La llave de la crisis o un peligro para la transición

energética?

Autoras: Javier Andaluz, Sara Bourehiyi, Estanislao Cantos, Comité Ciudadano

de Emergencia de la Ría del Ferrol, Claudia Custodio, Marta G. Pallarés, Marina Gros, Rodrigo Irurzun, Frida Kieninger, Sagrario Monedero, Soledad Montero,

Paco Ramos, Eugenio Reyes, Juan Romero y Pablo Sallabera.

Coordinación : Marina Gros Breto Maquetación: Javier Andaluz Prieto

**Agradecimientos:** Al área de energía de Ecologistas en Acción por la revisión y comentarios.

Edita: Ecologistas en Acción

Edición de: Octubre 2022

Las opiniones y documentación aportadas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad del autor o autores de los mismos, Ecologistas en Acción agradece la reproducción y divulgación de los contenidos de este informe siempre que se cite la fuente.

Informe disponible en: www.ecologistasenaccion.org/210554

Dedicado a todas las personas en pie por la defensa de su territorio frente al capitalismo fósil.





# Índice

CONTEXTO Y SITUACIÓN	5
EL FRACASO DE UNA DÉCADA DE POLÍTICA ENERGÉ EUROPEA	TICA 6
Las Terminales de regasificación flotantes (FRSUs) ¿solución o parte de un p global?	roblema 8
La financiación de infraestructuras	10
EL PLAN REPOWEREU ¿ESPERANZA O UN NUEVO FRACASO EN POLÍTICA ENERGÉTICA?	11
Almacenamiento	11
Compras de GNL	14
Un peligro para el clima y nuestro futuro	18
EL TRATADO DE LA CARTA DE LA ENERGÍA	19
¿Qué relación existe entre el TCE y el impulso de infraestructuras gasistas?	19
TAXONOMÍA EUROPEA	21
¿Como llega el gas a incluirse? Una victoria de los lobbies frente a la ciencia	21
La taxonomía que no gusta a nadie	22
Un documento que no beneficia a todos por igual	23
Y ahora, ¿dónde estamos?	23
EL PRECIO DEL GAS – UN MERCADO PARA	
GOBERNARLOS A TODOS	24
¿La guerra de Ucrania la única causante de la subida del gas?	26
Análisis del mecanismo de Tope al Gas	27

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y CONSUMO DE GAS F	ÓSIL 29
Consumo de gas en el Estado español	31
Consumo actual de gas	33
El intento de introducir el gas en el transporte marítimo	34
INFRAESTRUCTURAS EN EL ESTADO ESPAÑOL	35
LA RESPUESTA SOCIAL AL GAS MAPEO DE LAS	
PRINCIPALES MOVILIZACIONES	37
Comité Cidadán de Emerxencia para a Ría de Ferrol – Más de dos décadas de	lucha <b>3</b>
Ecologistes n'aiccion Asturies – Regasificadora de El Musel	40
La Plataforma Resposta al MidCat en lucha contra el gasoducto zombie	42
Plataforma Salvemos Doñana – Proyectos gasísticos en un Espacio Natural	44
Frente Canario Contra el Gas Fósil - Amplio rechazo de la sociedad canaria a la ción de las islas	a gasifi- 45
¿Y AHORA QUÉ? SOLUCIONES A LA EMERGENCIA CLIMÁTICA Y A LA CRISIS DEL GAS	47
La reforma del mercado eléctrico	48
Propuestas para reducir el consumo de gas en nuestras casas y comercios	49
Alternativas al consumo de gas en el ámbito industrial.	50
LISTADO DE FIGURAS	51
REFERENCIAS	52

# Contexto y situación

Desde septiembre de 2021, el gas ha pasado a ocupar una posición preponderante en el debate mediático, político y social. Mal llamado gas "natural", este combustible fósil formado mayoritariamente por metano (CH4) ha sido históricamente vendido como limpio, seguro y barato. Ha sido incluido como "combustible de transición" para la transición energética y hasta etiquetado como "verde" por la Taxonomía europea. Sin embargo, la coyuntura energética y climática actual ha puesto de manifiesto que este combustible no está libre de repercusiones climáticas, aporta inseguridad energética y alimenta los conflictos bélicos, además de suponer un peligro para la economía y la vida de millones de personas.

El incremento de los precios de la energía desde el pasado otoño ha generado gran preocupación social y más hogares en situación de pobreza energética al no poder hacer frente a hinchadas facturas energéticas. Todo ello, en un contexto económico debilitado tras la pandemia de la COVID–19. Al que se le juntan el impacto que están teniendo las sanciones y medidas de la Unión Europea derivadas de la guerra de Ucrania.

La cuestión del gas es, además, inseparable de la lucha contra la emergencia climática. El 6º informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)1 arroja una imagen aterradora de los impactos que ya se están sintiendo en todo el planeta, y que resultan (y resultarán) mucho más duros en el Sur global. Precisamente, tras varios años en los que han quedado reflejados históricos de temperatura en todo el globo, sequias e inundaciones, todo el mundo las personas sufren enormemente por los impactos del cambio climático.

Las consecuencias energéticas derivadas de la guerra han puesto de manifiesto la gran dependencia europea y del Estado español de los combustibles fósiles, en especial del gas fósil. También ha arrojado luz sobre la importancia de nuestras finanzas públicas y lo relevante que es ser conscientes de en qué manos acaban y qué apoyan. Las compañías gasistas se han beneficiado enormemente de la crisis de los precios de la energía y pretenden sacar más provecho de la guerra, mientras la ciudadanía corre el riesgo de caer en la pobreza.

Y es que este combustible -tan volátil como sus precios- afecta de forma transversal a nuestra vida cotidiana. De forma directa, el gas fósil se utiliza en los hogares y comercios para producir calor, obtener agua caliente sanitaria o para cocinar. Pero, además, tiene un impacto indirecto en el coste de la vida, por ejemplo, a través del precio de la electricidad, el precio de los fertilizantes y de los productos industriales, que también dependen del gas.

El miedo ante la falta de suministro de gas para el próximo invierno está generando diferentes respuestas por parte de la Unión Europea y los estados miembros. Pese a que algunas de ellas están alineadas con la transición energética justa, otras sencillamente responden a los intereses económicos de la industria fósil. Generando el terreno legislativo idóneo para repetir las dinámicas especuladoras del pasado y promover nuevas megainfraestructuras gasistas como la solución "mágica" a la coyuntura energética.

Este informe, sin ser exhaustivo, pretende dar una visión sobre la situación actual del gas en Europa y el Estado español. Así como recoger las luchas históricas contra los grandes proyectos que siguen activas o se han reactivado en los últimos tiempos.

# El fracaso de una década de política energética europea

Desde que comenzó la guerra de Ucrania, el enfoque mediático y político en la UE ha sido la diversificación del origen de los combustibles fósiles para evitar el petróleo, el carbón y el gas de procedencia rusa. Olvidando a menudo los compromisos alcanzados durante la COP26 sobre la eliminación de los combustibles fósiles, especialmente en lo que respecta al gas fósil.

Las medidas energéticas que están tomando las instituciones públicas europeas pretenden afrontar problemáticas que no se han abordado anteriormente de forma adecuada por una **falta de previsión y planificación.** Las conversaciones sobre la diversificación del suministro de gas están en la agenda de la UE desde hace años, precisamente tras las crisis del gas entre Ucrania y Rusia de 2006, 2009 y la anexión de Crimea en 2014. En ese año, la UE ya aprobó su Estrategia Europea para la Seguridad Energética con la misma finalidad: dejar de depender del gas ruso. Sin embargo, a pesar de que se han invertido miles de millones de euros en más gasoductos y terminales de importación de GNL para permitir los flujos de gas no ruso a Europa, la Estrategia ha fracasado. El porcentaje de gas ruso en la mezcla de gas de la UE en realidad ha aumentado del 40%² al 43,6%³, alcanzando los 155 miles de millones de metros cúbicos (bcm) en 2021.

Tras la invasión de Ucrania por parte de las tropas rusas, los Estados miembros de la UE se enfrentaron a cambios fundamentales de la realidad en torno al gas fósil. El suministro de gas ruso, ya repetidamente convertido en arma en disputas en el pasado, pasó repentinamente a la prioridad de la agenda política, mientras que al mismo tiempo los ciudadanos y los gobiernos pidieron que se detuviera el consumo de gas ruso en Europa. Antes del inicio de la guerra, Rusia suministraba aproximadamente un tercio de la demanda de gas de la UE con varias conexiones de gasoductos que llevaban el gas del Este al Oeste. Después de febrero de 2022, los líderes políticos han tratado habilitar nuevos flujos de Oeste a Este e introducir en Europa gas fósil licuado (GNL), así como gas por gasoducto de origen no ruso.

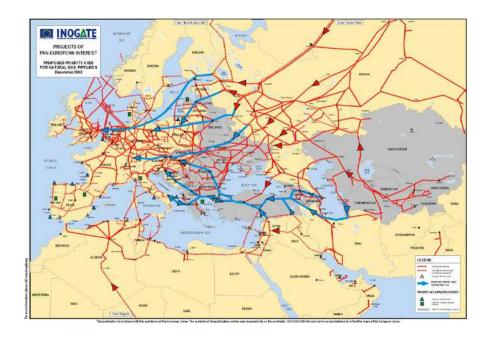


Figura 1. Mapa "Ejes prioritarios de gasoductos de gas natural propuestos. Diciembre 2003". Fuente INOGATE. Proyectos de interés Pan-europeo

Ojeando la red de gasoductos pan-europeos proyectada en 2003 se puede ver como la propuesta era que el gas fluya de Este a Oeste de Europa y del centro hacia el Sur. Precisamente por ello se encuentra mayor cantidad de plantas de regasificación (terminales de Gas Natural Licuado, GNL) en el Suroeste de Europa. Por otro lado, es importante señalar que según avanza el flujo los gasoductos se estrechan por llevar menos gas, impidiendo el flujo del mismo volumen en sentido contrario. Por tanto, ante la coyuntura actual la red europea se encuentra con restricciones de diámetros de gasoductos si quiere invertir los flujos desde el Oeste y el Sur hacia el centro y Este de Europa. En una frase, montar una red europea de gasoductos alimentada por GNL regasificado no es posible a corto plazo, y ello es lo requiere el objetivo de ser independientes del gas ruso. A no ser, que se produzca una elevada reducción de los consumos (y por ende de la dependencia) de gas en Europa.

Habilitar este nuevo flujo significa más gasoductos y más terminales de GNL, lo que se traduce en más dinero para la industria del gas fósil y da lugar a un peligroso atrapamiento en la adicción al gas de Europa.

Los gasoductos tardan muchos años en construirse y consumen cientos de millones, si no miles de millones de recursos necesarios para la transición energética justa. Por su parte, las costosas terminales de regasificación de GNL pueden instalarse en algunos casos con mayor rapidez. Pero la mayoría de las veces vienen acompañadas de contratos de suministro a largo plazo, justamente aquellos que Europa debería evitar a toda costa para mantener a raya el cambio climático. Por otro lado, la promoción de nuevas infraestructuras gasistas es también un movimiento económico enormemente arriesgado: con la previsión de que los precios del gas sigan siendo volátiles durante los próximos años, el grupo de expertos Ember calcula que la factura del gas en Europa en 2025 tendrá unos costes adicionales de 315.000 millones de euros. Se calcula que los costes adicionales anuales en 2030 seguirán siendo de 250.000 millones de euros.<sup>4</sup>

"De ninguna manera puede interesar a los europeos gastar cientos de miles de millones al año en una factura de gas que alimenta la crisis climática y apuntala la economía de los combustibles fósiles." Frida Kieninger, Directora de Asuntos Europeos de la organización Food &Water Watch.

En toda Europa han surgido planes de terminales de GNL, tanto privados como respaldados por el gobierno, y se han reactivado antiguos planes de terminales de importación. Francia planea construir una terminal en Le Havre, propiedad de TotalEnergies, que había sido combatida y rechazada con éxito por las comunidades afectadas hace varios años<sup>5</sup>. Croacia planea ampliar su actual terminal de GNL en la isla de Krk, y el gobierno croata acaba de acordar subvencionar el sucio plan con 180 millones de euros<sup>6</sup>. El gobierno holandés se apresuró a comprar dos unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU) que importarán gas en el puerto holandés de Eemshaven<sup>7</sup>. Por su parte, Alemania, el mayor usuario de gas de Europa, con una gran dependencia histórica del gas ruso, se ha convertido en el epicentro absoluto del frenesí del GNL. En mayo adoptó una ley de aceleración de infraestructuras del GNL para agilizar la construcción de las terminales, que aceleran el cambio climático<sup>8</sup>. Hasta 12 nuevas terminales de GNL están planificadas en este país sin ninguna infraestructura de este tipo hasta la fecha - y por ahora el gobierno alemán ha asegurado ya cinco terminales flotantes (FSRU)para importar gas fósil<sup>9</sup>.

A pesar de que los diferentes países están buscando sus propias soluciones ante la crisis energética. En el Estado español no se ha desaprovechado la oportunidad para reavivar el debate sobre los proyectos de ampliación de las infraestructuras de gas que quedaron en suspenso hace años. Mientras algunos sostienen que la Península Ibérica debe ser el centro europeo del gas (hub de gas), el Estado español intenta posicionarse también como un centro de suministro de hidrógeno verde para el norte de Europa en las próximas décadas.

# LAS TERMINALES DE REGASIFICACIÓN FLOTANTES (FRSUS) ¿SOLUCIÓN O PARTE DE UN PROBLEMA GLOBAL?

Las primeras unidades flotantes de almacenaje y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), conocidas como FSRU (Floating, Storage and Regasification Unit) se diseñaron a partir de la transformación de buques metaneros a los que se les añadían regasificadores de GNL y demás equipamientos utilizados para fines de vaporización en las plantas de regasificación en tierra. El primer proyecto se comenzó a gestionar en el año 2 007 partiendo del gasero *Golar Spirit*, que había sido construido en el año 1981. El destino de este FSRU *Golar Spirit* fue el suministro de gas natural, una vez regasificado, a la zona de Pecém en Brasil.



Figura 2. Esquema de FRSU. Fuente: SNAM – CCE

Existen dos tipos de sistemas de regasificación: el denominado SCV (submerged combustion vaporizer - que utiliza el propio gas para regasificar) y el ORV (open rack vaporizer - que utiliza el agua de mar para "calentar" el GNL).

Normalmente, los módulos de regasificación del GNL que se instalaban durante la transformación de gaseros a FSRU eran de circuito abierto, utilizando agua de mar como fluido calefactor. Esta agua de mar era dosificada con biocidas, como el hipoclorito sódico, para evitar las incrustaciones de tipo orgánico en el circuito de calentamiento. Este aditivo no solo eliminaría los huevos y las delicadas larvas que representan la siguiente generación de pesca, sino que también sería agresivo para el diminuto plancton que es la base de la cadena alimentaria de la vida marina de la zona. Este sistema se encuentra en la actualidad prohibido en EE.UU. tanto en instalaciones de tierra como mar adentro (offshore).

La transformación del buque gasero en una unidad FSRU se completa añadiendo los brazos de descarga/mangueras flexibles de carga, módulo de control del proceso, módulo de alojamiento adicional, bombas de alta presión (AP) criogénicas para procesado del GNL, módulo adicional de licuefacción del Boil-Off Gas (BOG), etc. Los tanques almacén de GNL serían los propios del antiguo buque gasero a los que, de forma periódica, se les provisionará de GNL mediante buques gaseros convencionales.

Las unidades FSRU son muy versátiles desde el punto de vista de fondeo/amarre pues pueden diseñarse con equipos que permitan su fondeo mediante el amarre a una boya flotante, a un muelle simple con plataformas de amarre con "Duques de Alba", a un muelle normal, etc. En el 2021, se reportó una flota de 48 unidades FSRU en todo el mundo. La mayoría son de tipo monocasco y similares al primer prototipo, pero a lo largo de los años se han desarrollado otros diseños alternativos por necesidades y/o exigencias operacionales como son: FSRU sin regasificación a bordo (este equipo se instalaba sobre una barcaza abarloada al FSRU), sin propulsión, sistemas de amarre diversos como a un punto (boya flotante), a brazos articulados, casco de tipo paralelepipédico, etc.

Las unidades FSRU tienen una capacidad de almacenaje entre 150.000 a 180.000 m³, lo que los sitúan por debajo de la capacidad de las plantas regasificadoras en tierra, pues las más pequeñas existentes en el mercado y de nueva construcción son de al menos 300.000 m³. Desde su aparición en el mercado, tuvieron una excelente acogida en países con poca necesidad de gas natural, de escasa capacidad inversora para acometer las costosas plantas terrestres o bien sin infraestructura de construcción de obra civil, etc.

Las ventajas de las unidades FSRU publicitadas por parte de las empresas armadoras son: Tecnología probada, alto grado de seguridad (alejadas de zonas pobladas), fácil movilización y desmovilización, coste competitivo (la mayoría en régimen de alquiler), mayor aceptación por parte de la población, menor tiempo de ejecución (disponibilidad), zona de exclusión menor, nulo o reducido impacto visual. Un ejemplo la disponibilidad de este tipo de unidades FSRU lo estamos viendo en estos momentos de conflicto bélico en donde Rusia ha interrumpido el suministro de gas, vía gasoductos, obligando a los países europeos a aprovisionarse de GNL y regasificarlo mediante este tipo de unidades y distribuirlo posteriormente por la red de gasoductos.

Esto no sería posible si se tuviera que recurrir a planta regasificadoras de tierra por las difíciles y complicadas gestiones de aprobación de estas plantas que llevarían años de gestión, así como los elevados costes y tiempos de ejecución. En cuanto a este último punto, las terminales flotantes tienen un costo inicial más bajo que las terminales terrestres comparables, y los analistas estiman que el costo de una nueva unidad FSRU "normalmente puede representar solo el 50-60% de una terminal terrestre". Las empresas más destacadas en este mercado de los FSRU son: FLEX LNG, Hoegh LNG, BW Gas, Golar LNG, EXMAR y Excelerate Energy.

Se han movilizado hasta la fecha unas 15 unidades FSRU por esta circunstancia (países como Alemania, Italia, Francia, Lituania, Letonia, Finlandia, Holanda, Polonia, Grecia, Eslovenia, Irlanda, Chipre, Estonia o Croacia, que carecen de infraestructuras fijas con capacidad suficiente para absorber la demanda prevista) encontrándose algunas ya operativas. Según las estimaciones de *S&P Global Platts* se podrían necesitar, a corto plazo, hasta 25 unidades en total. Cabe preguntarse como dichas medidas pueden afectar al suministro energético de los países del Sur Global, que son generalmente aquellos que hacían uso de dichas unidades.



Figura 3. FSRU TOSCANA, tras la conversión del gasero Golar Frost. Fuente: gCaptain Daily.

## LA FINANCIACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS

El pasado nos demuestra que la ampliación de las infraestructuras de gas fósil no sólo consume mucho dinero, sino que también lleva tiempo, a menudo mucho más del previsto. La historia de los llamados "Proyectos de Interés Común" (PCI) es muy ilustrativa de esta realidad. Desde 2013, el dinero y las ayudas de la UE han beneficiado a los PCI de gas prioritarios que pretendían reducir la dependencia de Rusia. Sin embargo, muchos de ellos han sido cancelados o retrasados repetidamente: dos tercios de los actuales proyectos de gas prioritarios retrasaron la fecha prevista de puesta en marcha al menos un año. 11 A pesar de haber disfrutado de la etiqueta PCI V.I.P durante años, ni siquiera se ha iniciado la construcción de proyectos emblemáticos como la terminal irlandesa de GNL de Shannon, o el megalómano proyecto de gasoducto EastMed.

Algo parecido ocurre con la terminal de GNL chipriota, un megaproyecto de importación de gas en una isla que no cuenta con ninguna infraestructura gasística hasta la fecha. Aunque en los planes de REPowerEU de mayo de 2022 se afirmaba que la terminal estaría finalizada en 2023, el calendario del proyecto está sufriendo repetidos reveses.<sup>12</sup>

Incluso los proyectos de gasoductos que se están finalizando en la actualidad, como el nuevo gasoducto entre Polonia y Eslovaquia, a menudo tienen un historial de "máxima prioridad" de un año. El mencionado gasoducto de 165 km de longitud ha gozado de la condición de PCI de máxima prioridad durante años, desde 2013 hasta 2021, y ha recibido más de 100 millones de euros de la UE en concepto de impuestos, y no empezará a funcionar hasta el otoño de 2022. El ejemplo de un proceso de gasoducto "acelerado" como este, siendo bastante corto, pero tardando al menos 8-9 años, no es tranquilizador cuando pensamos en los retos a los que se enfrentará Europa.

Estos proyectos de megainfraestructuras no ayudarán a la ciudadanía europea en los difíciles inviernos que se avecinan. Sino que permitirán a la industria de los combustibles fósiles a conservar sus beneficios millonarios y la influencia que ha utilizado para retrasar y distraer la atención de la cuestión existencial del cambio climático. Y poco apunta a que eso vaya a cambiar.

Para avanzar hacia un futuro habitable para todas las personas, y para poder utilizar la coyuntura energética actual para acelerar la transición justa y equitativa que necesitamos urgentemente, se debe detener la construcción de infraestructuras fósiles y eliminar los intereses de los lobbies de los combustibles fósiles de la política. No hay tiempo que perder.

Sin embargo, hay buenas noticias. En Irlanda, los grupos activistas, han conseguido anular con éxito los planes de expansión del GNL, haciendo que el riesgo de importar GNL estadounidense procedente de *fracking* sea un tema de gran importancia en la agenda de todo el país. <sup>14</sup> Ya en 2019, cuando el cambio climático era todavía menos visible con todos sus impactos catastróficos en Europa, Suecia bloqueó la construcción de una terminal de importación de GNL. Y lo que es más importante: lo hizo por motivos climáticos. <sup>15</sup> Es urgente que se tomen más decisiones como esa y necesitamos que la ciudadanía de la cara por su territorio y por el planeta que habita.

# El plan REPowerEU ¿esperanza o un nuevo fracaso en política energética?

Para responder a la coyuntura energética actual la UE se está dotando de nuevos instrumentos, entre los que destaca la hoja de ruta REPowerEU¹6 que marca el camino para salir de la dependencia rusa en 2027. Para ello, busca disminuir en 2/3 la dependencia del gas ruso para 2023. También obliga a los países a comenzar el invierno de 2022 con los almacenes subterráneos al 80%, incrementando esta obligación al 90% de llenado para el invierno de 2023 (ver cuadro Almacenamiento). Para ello, el plan establece mecanismos para que los Estados miembro puedan realizar compras conjuntas y voluntarias de gas fósil, por gasoducto o GNL, y también de hidrógeno. Durante los próximos meses, la compra de gas para almacenamiento puede conllevar precios similares o mayores para el próximo año.

#### **ALMACENAMIENTO**

El REPowerEU estipula un objetivo de almacenamiento del 80% el 1 de noviembre de 2022 y del 90% en años posteriores. En el contexto del Estado español en abril de 2022 la capacidad disponible de los almacenamientos subterráneos es de 35.342 GWh, mientras que en el año 2020 era de 34.337 GWh. Un 80% del llenado se corresponden con 27'5 días de consumo firme, incrementándose las existencias de seguridad de 20 días a 27'5 días.

De ellos, 10 días tienen carácter estratégico, movilizables por el Gobierno, mientras que otros 10 días pasan a ser existencias mínimas operativas del sistema, movilizables por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, por definición del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo. Solo quedarían los 7'5 días de consumo firme a ser cubiertas por las exigencias operativas del usuario. En 2022 no existen requerimientos para cumplir las necesidades expuestas utilizando el almacenamiento de GNL en tanques de regasificadora.

A fecha de septiembre de 2022, ya se ha superado el requerimiento de almacenamiento al 80%, alcanzando casi el 90% de la capacidad.

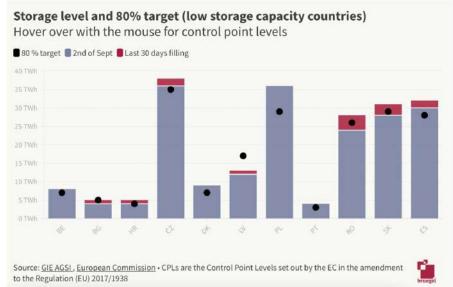


Figura 4. Nivel de almacenamiento y objetivo del 80% a 2 de septiembre 2022. Fuente Bruegel

Baraton (Ed) Forth 2000

Por otro lado, según la propuesta de orden ministerial<sup>17</sup>, cuando en el 2023 haya que alcanzar el 90% de llenado (con los datos de referencia actuales) esto supondría 31,29 días de consumo, de los cuales 11,29 días corresponderían a existencias operativas del usuario. La orden ministerial especifica que los usuarios podrán utilizar el GNL almacenado en los tanques de regasificadora solo en el caso de que las exigencias superen los 7'5 días serían de almacenamiento subterráneo. Es decir, se podría llegar a emplear GNL para cubrir los objetivos de llenado para un máximo de 3,79 días de consumo firme, aunque no es obligatorio.

De hecho, no es difícil que se alcance esas cuotas de llenado, a fecha de 25 de septiembre del 2022 el gas almacenado por en los depósitos subterráneos alcanza los 33.3 TWh, es decir un 88.89% de su capación (35,25 TWh). El 90% se alcanzó de igual manera en el 2019 y en 2020, también en 2013 y 2014, pero en este caso se contaba con una menor capacidad de almacenamiento.

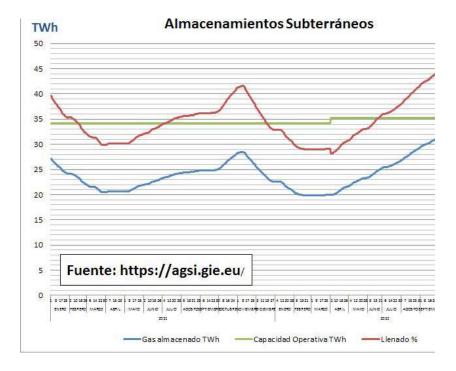


Figura 5. Porcentaje de llenado de los Almacenamientos Subterráneos. Serie Enero- septiembre 2022. Fuente: elaboración propia a partir de agsi.gie.eu.

Ello lleva a reflexionar que no son necesarios los depósitos de GNL en regasificadora, y por ende la incorporación de la capacidad de almacenamiento de la regasificadora de El Musel (Xixón) para cumplir con los objetivos europeos ni este ni en años sucesivos.

Aún en caso de querer aplicarse el almacenamiento en tanque de regasificadora para esos 3,79 días estipulados como máximo a partir de 2023, existen referentes de poderlo cumplir con la capacidad de las infraestructuras actualmente disponibles. Es el propio Plan de Actuación invernal de 2021<sup>18</sup> (es una de las justificaciones para que España pueda contabilizar el almacenamiento de GNL), el que establece un plan de reservas en los tanques de regasificadoras de más de 4 días durante los meses de invierno. Llegando a alcanzar los 5,5 días durante un mes. Con lo que, de nuevo, con las infraestructuras y los planes actuales, ya se estarían cubriendo los requerimientos.

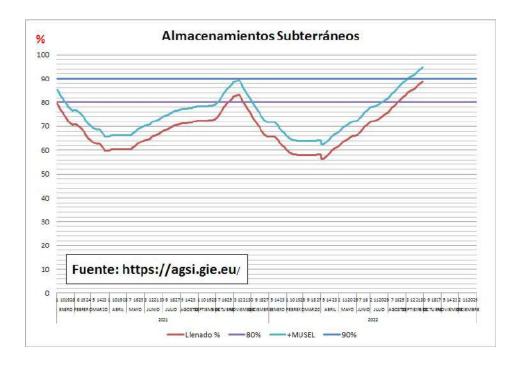


Figura 6. Porcentaje de llenado de los Almacenamientos Subterráneos incorporando la capacidad de El Musel. Serie Enero- Septiembre 2022. Fuente: elaboración propia a partir de agsi.gie.eu.

Ahora bien, tras observar los datos, es necesario aclarar una cuestión, los almacenamientos subterráneos no están pensados para responder a una verdadera crisis de suministro, lo están para cubrir pequeños desfases en una situación de normalidad. Y es que, una cuestión es la capacidad de almacenamiento y otra la capacidad de extracción. Con los almacenamientos al 90 % (31,72TWh) y un consumo medio diario de 1.016 GWh habría gas para 31 días. Sin embargo, estamos hablando de un consumo medio, no del consumo en invierno, el cual supera los 1.500 GWh e incluso llega a casi 1.800 GWh.

Y, la clave: la máxima capacidad de extracción diaria es de 214,5 GWh, aunque más bien 200 GWh operativos. Esto quiere decir que, para consumos de 1500 GWh y extracciones de 200 GWh, con los almacenes subterráneos, "sólo" podríamos cubrir algo más del 13% del consumo.

Cabe resaltar que por las características del sistema gasista español, es poco probable que suceda una crisis de suministro por falta de capacidad importadora. De darse una crisis de suministro sería por un elevado precio del combustible.

Una última cuestión a comentar sería la necesidad de distinguir el papel del/los gestores de los almacenes -cuyo máximo deseo es crecer, y cobrar más-, del de los propietarios del gas -que tienen que pagar por realizar ese almacenaje y no parece que tengan mucho deseo de hacerlo. De no darse esta situación, no hubiese sido necesario establecer un mínimo del 80 o del 90 % de almacenamiento. Es el Estado el que les obliga en proporción a las ventas previstas a sus clientes y, pagando por ello los cánones establecidos anualmente, y al/los gestores de los almacenes.

Estos últimos, son los que querrían que se extendieran todavía más las capacidades de almacenamiento y las obligaciones de ello. Es decir, básicamente ENAGAS sería la beneficiada de dicha situación.

#### **COMPRAS DE GNL**

Debido a la coyuntura energética los países europeos están buscando acuerdos y contratos con otros proveedores, especialmente para Gas Natural Licuado (GNL). Ya que el mercado de GNL tiene más flexibilidad que las importaciones a través de gasoductos. En 2021, las importaciones de este combustible representaron el 20,5% del consumo de gas fósil de Europa<sup>19</sup>.

La urgencia por conseguir proveedores de gas fósil antes del próximo invierno ha supuesto mirar hacia otro lado en términos climáticos. Un claro ejemplo son los acuerdos con Estados Unidos. En marzo 2022, la Presidenta de la Comisión Europea y el Presidente de los EE.UU. confirmaron en una declaración conjunta (Task Force on Energy Security)<sup>20</sup> su intención de suministrar otros 50 bcm de GNL a Europa para 2030. Cabe resaltar que el GNL estadounidense exportado a Europa es casi en su totalidad gas de esquisto (shale gas)<sup>21</sup>, producido por la técnica de la factura hidráulica, más comúnmente conocido como "fracking".

La intención es que aumente la cantidad de gas importado desde ahora a 2030, pretendiendo que descarguen dos barcos diarios en las plantas europeas. Esto supondrá un grave impacto climático, ya que las emisiones de la cadena global de suministro del gas de *fracking*, desde la extracción hasta justo antes de ser quemado, equivaldrían a más de 200 millones de toneladas de CO2 equivalente o, lo que es lo mismo, a las emisiones de 40 millones de europeos en un año.<sup>22</sup>

Por primera vez, en junio 2021, las importaciones del conjunto de la Unión Europea de gas procedente de EE. UU. (GNL) superan a las importaciones de gas procedente de Rusia por gasoducto.

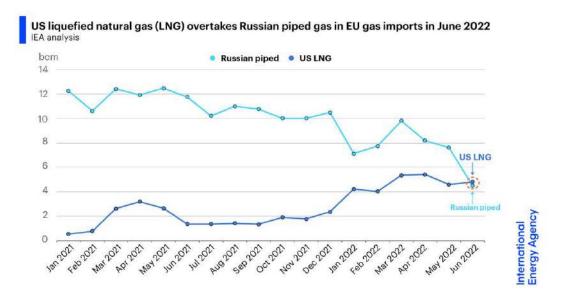


Figura 7. Importaciones de GNL de EEUU sobrepasa las importaciones de gas ruso por gasoducto en junio 2022. Fuente: International Energy Agency.

También se han establecido Memorándum de entendimiento (MoU por sus siglas en inglés) para el suministro de gas por gasoducto o GNL con otros países. Por ejemplo, la UE firmó en junio de 2022 un MoU con Egipto e Israel. Este acuerdo ha sido duramente criticado por las organizaciones medioambientales y de defensa de los derechos humanos. Destacando el doble rasero que la UE está aplicando a los regímenes de Rusia, en comparación con Israel y Egipto. La firma de un MoU con Israel normaliza y refuerza financieramente su sistema de ocupación militar y apartheid de décadas y alimentando aún más su impunidad. Del mismo modo, el apoyo de la UE al Estado de Egipto normaliza su régimen y refuerza su intensidad en la represión de los derechos humanos básicos.<sup>23</sup>

Así mismo, en Julio de 2022, se firmó otro MoU con Azerbaiyán, con el objetivo de duplicar el envío de gas para 2027. Este régimen aparte de vulnerar los derechos humanos de su ciudadanía<sup>24</sup>, continúa las hostilidades contra Armenia, bombardeando varias localidades en septiembre de 2022.<sup>25</sup>

El fracking es un método de extracción altamente contaminante y destructivo que consiste en inyectar grandes cantidades de agua mezclada con productos químicos en formaciones geológicas. Las investigaciones demuestran que el fracking contamina el agua y el aire, amenaza la salud pública, provoca terremotos, perjudica a las economías locales y disminuye el valor de la propiedad en las comunidades en las inmediaciones de los pozos de extracción<sup>27</sup>. En EE. UU., al menos 17,6 millones de personas viven a menos de media milla (1 km) de un pozo activo. La fracturación y la infraestructura de gas afectan de forma desproporcionada a las comunidades con menores ingresos, así como a las comunidades afrodescendientes<sup>28</sup> e indígenas<sup>29</sup>.

Otros países como Nigeria, Qatar, Argelia o Senegal se sugieren como proveedores clave de gas fósil para Europa. Sin embargo, el aumento de la dependencia energética respecto a otros países simplemente hace que el continente se enganche a otros proveedores de energía fósil, en lugar de aportar autonomía energética a Europa.

Por otro lado, se vuelve real la amenaza de que Europa exporte su inseguridad energética al Sur Global. Los países europeos tendrán que superar la oferta de otros para obtener contratos de suministro de gas, lo que supone que los países pierden posibilidades de suministro, o recursos económicos, y se colocan en la precariedad energética en su lugar. Por ejemplo, el GNL originalmente destinado a las economías asiáticas emergentes se está desviando hacia Europa, y los altos precios están exprimiendo los mercados nacionales en India, Pakistán y Bangladesh, entre otros<sup>26</sup>.

En cuanto a las infraestructuras, el Plan de acción<sup>30</sup> publicado por la Comisión Europea el pasado 18 de mayo, entre otras cuestiones, destina una dotación de 10.000 millones de euros a proyectos de infraestructuras de gas y GNL que van más allá de la actual lista de Proyectos de Interés Comunitario (5º PCIs).

Los proyectos incluidos en el RePowerEU deberán cumplir tres condiciones. Por un lado, una "apuesta en común" de financiación europea y que sea el conjunto de la Unión quien aporte recursos para costear las obras. En segundo lugar, que debe "resolverse de común acuerdo" entre los distintos países para hacer un uso lo más compartido posible entre los 27. Y, tercero, que el proyecto debe concebirse a largo plazo, teniendo en cuenta que su puesta en marcha requeriría de años -lo que descartaría esta opción para rebajar ahora los precios- y que su rentabilidad debe medirse en relación con toda su vida útil. Hay que tener en cuenta que, si el proyecto de los Estados miembros de la UE pasa por reducir la dependencia de los combustibles fósiles, la utilidad de esta infraestructura no será la misma ahora que en 10 años. No tiene sentido fomentar proyectos a largo plazo sobre infraestructuras de energía fósil, para precisamente descolgarse de este tipo de energía.

Cada euro invertido en gas fósil significa un euro menos para políticas de reducción de la demanda, implementación de la eficiencia energética o facilitar la transición a las energías renovables. Cada porcentaje de ahorro energético conseguido puede ayudar a reducir las importaciones de gas de la UE en un 2,6%<sup>31</sup>. Este será un gas que la UE nunca más tendrá que importar.



Figura 8. Mapa europeo de infraestructuras para el gas - PCIs y proyectos adicionales identificados a través de REPowerEU, incluyendo los corredores de hidrógeno. Fuente: Comunicación RePowerEU Plan

El European Gas Crisis Tracker 2022, de la organización Global Energy Monitor, identifica 26 terminales de GNL, proyectos de ampliación de terminales y unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU) en diez países europeos; 22 de los cuales se han anunciado, propuesto o reactivado desde febrero de 2022.<sup>32</sup> Además de la terminal francesa de LeHavre, todas las terminales de GNL mencionadas anteriormente han sido incluidas en los planes REPOWEREU por la Comisión de la UE.<sup>33</sup> El Gas Tracker también recoge el intento de puesta en marcha de la regasificadora de GNL ubicada en el puerto de El Musel, en Xixón (Asturies) del que se hablará en el apartado La respuesta social al gas - Mapeo de las principales movilizaciones en el Estado español.

A pesar de algunas lagunas en la información sobre los proyectos, éstos aumentarían la capacidad de importación en torno a 152 bcm, con un coste de, al menos, 6.000 millones de euros. Todo ello a pesar de que estudios de organizaciones sin ánimo de lucro<sup>343536</sup>, o el publicado por la consultora Artelys<sup>37</sup>, coinciden en que **no es necesario el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas** para salir de la dependencia energética del gas ruso en **2025**. Dos años antes de lo estipulado por el RePowerEU.

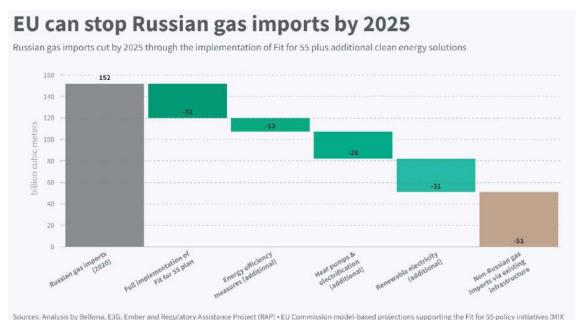


Figura 9. Europa puede salir de las importaciones de gas ruso en 2025. Fuente: análisis de Bellona, Ember y RAP.

El plan REPowerEU también establece que se movilizarán fondos para proyectos de importación de hidrógeno "verde" (renovable), al haberse duplicado el objetivo de importaciones hasta los 10 millones de toneladas anuales en 2030. A parte de los elevados precios. Ello podría conllevar una perdida energética importante y un freno para la transición ecológica de los posibles países exportadores en el norte de África. Una nueva práctica de neocolonialismo energético denunciada por la organización Corporate Europe Observatory (CEO).<sup>38</sup>

Por otro lado, la Comisión quiere ampliar la producción de biometano a 35bcm (35 mil millones de metros cúbicos) para 2030. Como ha demostrado un reciente informe del IFEU<sup>39</sup>, no es realista aumentar la producción de biogás a 35bcm, ya que sólo se pueden producir 17bcm de forma sostenible. Al fijar un objetivo de 35bcm se corre el riesgo de que los cultivos alimentarios se utilicen para la producción de biometano, lo que provocaría una mayor subida de los precios de los alimentos y podría empujar a más personas a la pobreza alimentaria.

#### UN PELIGRO PARA EL CLIMA Y NUESTRO FUTURO

Otra de las cuestiones que está levantando críticas entre las organizaciones ambientales es el trato preferente que el REPowerEU otorga a la financiación de las infraestructuras de gas y petróleo fósiles, que los Estados miembros están invitados a incluir en su Plan de Recuperación y Resiliencia (PRR). La propuesta ignora y vulnera las obligaciones de transparencia y objetividad que son fundamentales para la planificación de infraestructuras energéticas críticas, elude las principales protecciones climáticas y medioambientales del PRR y crea incoherencias con las normas sobre ayudas estatales.<sup>40</sup> De hecho, el REPowerEU permite la exención preferente del principio de "no causar daños significativos" (DNSH por sus siglas en ingles), la única salvaguarda medioambiental para los Fondos NextGeneration.

Es especialmente relevante el proceso a puerta cerrada que se siguió cuando la industria de los combustibles fósiles, actuando a petición de la Comisión Europea, elaboró una lista de nuevas infraestructuras de gas y petróleo fósiles que está efectivamente garantizada para recibir financiación a través de los Fondos NextGeneration y por ende los planes nacionales.

Según el análisis realizado por el Observatori del Deute en la Globalizació (ODG), en el caso del Estado español, esto significa que el Gobierno de Pedro Sánchez podrá que redactar una propuesta para el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. España Puede, que incluya proyectos gasistas y de combustibles fósiles. Este plan presentado en junio de 2021 fue diseñado en sus inicios para financiar la recuperación económica y modernización industrial después de la pandemia. Y puede conllevar deudas que tendrán que pagar las generaciones futuras<sup>41</sup>.

Por último, es destacable que el Plan REPowerEU no haya sido acompañado de una evaluación de impacto ambiental o climática de las medidas propuestas, a pesar de que, por definición, como mínimo la propuesta de eximirse del principio DNSH tendrá un impacto medioambiental significativo.

Se pone así de manifiesto una vez más la tendencia de la UE a responder siguiendo las mismas dinámicas económicas que hace 10 años, prioriza políticas de choque a corto plazo y el beneficio económico de la industria fósil en detrimento de medidas para luchar contra la emergencia climática y cumplir sus propios objetivos climáticos.

#### LAS PIEZAS DEL PUZLE QUE FALTABAN: CÓMO SE CONSTRUYE Y PROTEGE EL NEGOCIO DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS

Más allá de la venta del gas, el auténtico negocio detrás de este combustible fósil es el fomento de las infraestructuras. A diferencia de otros combustibles la gestión del gas no es sencilla: no se transporta fácilmente, requiriendo de una red de gasoductos a presión, o bien, para transportarlo licuado (GNL), requiriendo muy bajas temperaturas y estaciones de licuefacción y de regasificación, que encarecen el producto.

El desarrollo de estas infraestructuras o la falta de ellas, definen las posibilidades del mercado de venta y consumo de gas. Pero lo más relevante, debido a su elevado precio y su larga vida útil (30-40 años) suponen un terreno muy jugoso para las inversiones, así como un elemento de crucial para la política energética. Actualmente se dispone de herramientas para fomentar y proteger dichas inversiones que nos anclan a los combustibles fósiles y retiran activos necesarios para la transición energética justa.

# El Tratado de la Carta de la Energía

El Tratado de la Carta de la Energía (TCE) es un acuerdo muy desconocido, pero nos afecta mucho más de lo que puedes llegar a imaginar. Este acuerdo internacional -firmado por 53 países de Europa y Asia central, además de la UE en su conjunto- protege las inversiones en el sector energético. Pero sobre todo aquellas relacionadas con los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón).

Originado en la década de los 90 tras la caída del telón de acero con el objetivo de garantizar el flujo de recursos energéticos fósiles a los países de la Europa Occidental desde las recién independizadas Repúblicas Socialistas, 30 años después este tratado está completamente obsoleto y se ha vuelto como un bumerán contra la soberanía de los Estados, las políticas climáticas y las arcas públicas.

Sus cláusulas más peligrosas tienen el sello de las grandes energéticas europeas como Exxon, Shell, Total o BP, que hicieron un gran trabajo de lobby durante la gestación del Tratado para asegurar la inmortalidad de sus beneficios. Esta gran influencia que ejercieron se refleja en su pilar principal: el mecanismo de solución de controversias inversor-Estado (ISDS, por sus siglas en inglés). Este instrumento permite a las empresas e inversores extranjeros demandar a los países signatarios del TCE si consideran que han impulsado leyes o medidas que perjudican sus beneficios económicos, presentes o **futuros**<sup>42.</sup>

Como consecuencia existen 14543 demandas conocidas bajo el TCE, y una cantidad total reclamada a los países de alrededor de 52.000 millones de dólares. Muchas de estas demandas están relacionadas con los planes de descarbonización y contra la pobreza energética de los países (ver ejemplos a continuación). Sin lugar a dudas, esta cifra aumentará a medida que los países avancen sus planes de transición energética.

#### Ejemplos de demandas bajo el TCE

- ▶ Rockhopper Exploration demandó a Italia en 2016 por la denegación de un permiso de exploración petrolífera en sus costas. Reclama una compensación de 350 millones de euros, nueve veces la cifra de su inversión inicial44.
- Ascent Resources demandó a Eslovenia en 2020 por solicitar un estudio de impacto ambiental a un proyecto para extraer gas por fracking. Reclama una compensación de 120 millones de euros45.
- ▶ RWE y Uniper demandaron a Países Bajos en 2021 por una ley para eliminar la producción de electricidad a partir de carbón en 2030. Juntas reclaman más de 2.400 millones de euros46.
- Nord Stream II (50% de Gazprom y 50% de Shell, Engie, Uniper, Wintershall Dea y OMV) demandó a la Unión Europea en 2019 por aplicarle una nueva directiva sobre el mercado interno del gas que pretendía proteger a las personas consumidoras. La norma, para fomentar la competencia, abría la posibilidad de usar el gasoducto a otros operadores y no exclusivamente a Gazprom. Gazprom y Shell se negaron, demandando a la UE bajo el TCE47.

# ¿QUÉ RELACIÓN EXISTE ENTRE EL TCE Y EL IMPULSO DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS?

La comunidad científica ha advertido que para contener el aumento de la temperatura en 1.5°C es crucial abandonar el uso del gas en 2035, como tarde, mientras que la Agencia Internacional de la Energía ha establecido que en 203548 toda la energía debería proceder de fuentes renovables. Asimismo, en su

último informe de abril de 2022 el IPCC advirtió –en sus capítulos 14 y 15- que el TCE y su mecanismo ISDS son graves obstáculos para la mitigación del cambio climático.

Pese a todo, el TCE sigue protegiendo las inversiones en gas y otros combustibles fósiles que son perjudiciales para la salud del planeta y las personas. Y lo que es aún más grave: se corre el riesgo de que este tratado sea todavía más peligroso con la nueva propuesta de modernización.

Desde hace cuatro años los países intentan modernizar el TCE con el supuesto objetivo de alinearlo con el Acuerdo de París. Pero este proceso ha fracasado. En junio de 2022 se alcanzó un acuerdo preliminar que, de ser ratificado en noviembre 2022, garantizaría la protección de cierto tipo de infraestructuras gasistas hasta 204049.

La propuesta incluye la eliminación de la protección a los combustibles fósiles dentro de la UE 10 años después de la adopción del texto modernizado, pero se plantea un escenario diferente para el gas: se seguirán protegiendo las nuevas centrales eléctricas de gas fósil que emitan menos de 380 g de  $CO_2$  por kWh de electricidad hasta el 31 de diciembre de 2030 o incluso hasta 2040, en determinadas circunstancias. Esto es incoherente con la recién aprobada (y problemática) taxonomía de la UE, que clasifica las centrales que emiten más de 270 g de  $CO_2$ /kWh como «significativamente perjudiciales». Además, esta eliminación de la protección a las inversiones fósiles sólo aplica dentro de la UE y el Reino Unido: las infraestructuras gasistas en el resto de países signatarios del Tratado seguirán protegidas indefinidamente50. Y se corre el riesgo de que este tratado modernizado sea extendido a países del Sur Global.

Por otro lado, la propuesta apuesta por ampliar la protección que ofrece el TCE a nuevas tecnologías controvertidas como el hidrógeno (sin especificar el tipo: el hidrógeno puede producirse a partir de combustibles fósiles y energías renovables), que se vende como una solución sostenible para justificar la construcción de nuevas infraestructuras de gas pese a los problemas que plantea su producción (se trata de una tecnología inmadura, cara e ineficiente51). Además, los países quieren seguir protegiendo las nuevas inversiones en gasoductos compatibles con el hidrógeno hasta 2040.

De este modo, si se ratifica el TCE modernizado las grandes compañías energéticas contarán con un doble arma: la nueva taxonomía de la UE que cataloga el gas y la nuclear como energías "verdes" permitirá dirigir la inversión privada hacia esas infraestructuras, mientras que el TCE sirve como un seguro a todo riesgo para amortizar los costes y futuras pérdidas de las empresas cuando haya que efectuar su cierre.

#### CÓMO AFECTARÍA EL TCE AL FUTURO DEL MIDCAT

Si finalmente se construye el gasoducto MidCat, la que sería la tercera conexión gasista entre el Estado español y francés, las inversiones extranjeras en este proyecto estarían protegidas durante décadas bajo el TCE. Al tratarse de una infraestructura que requiere inversiones astronómicas, tendría que ser explotada durante décadas para garantizar el retorno de estas inversiones. De no ser así, se convertiría en un activo varado<sup>1,52</sup>. Esto se traduce en que, si el Gobierno decide en un momento dado legislar y efectuar el cierre de esta infraestructura antes de lo previsto, probablemente las empresas inversoras realizarán demandas bajo el TCE. Como resultado, posiblemente, el Gobierno estaría obligado a compensar a los inversores por las pérdidas presentes y la **no realización de sus beneficios esperados en el futuro**. Sin embargo, esta situación podría evitarse desde el principio si se siguieran las recomendaciones del IPCC para frenar la emergencia climática y no se construyeran nuevas infraestructuras gasistas.

1.-Para más detalle, ver el informe de E3G "Is the new Energy Charter Treaty aligned with the Paris Agreement? A reform that still falls short."

# Taxonomía europea

Uno de los objetivos de la Unión Europea para los próximos años es el de alcanzar una economía "neutra" en emisiones de CO2 para el año 2050, a través del llamado Pacto Verde Europeo.

Dentro de este pacto, uno de sus pilares es la denominada *Taxonomía Europea<sup>53</sup>*, un sistema de clasificación que establece una lista de actividades ambientalmente sostenibles, según criterios basados en la ciencia.

De esta clasificación, dependerá en gran medida, el flujo de dinero que realicen tanto el sector privado (como bancos), como el público (a través de subvenciones tanto europeas como nacionales) ya que todo lo que esté incluido en esta Taxonomía, se considerará "sostenible" y por tanto se apoyará más la inversión en estos sectores.

El Reglamento de Taxonomía establece seis objetivos medioambientales y, para calificar como medioambientalmente sostenible, una actividad económica debe aportar una contribución sustancial (CS) a uno de estos objetivos y no causar un daño significativo (DNSH) a todos los demás: mitigación del cambio climático, adaptación al cambio climático, el uso sostenible y la protección de los recursos hídricos y marinos; la transición a una economía circular; prevención y control de la contaminación; la protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas.

#### Un breve repaso la cronología:

- ▶ 21 de abril de 2021: Se aprueba el primer acto delegado sobre actividades sostenibles para los objetivos de adaptación y mitigación del cambio climático.
- ▶ 22 de octubre de 2021: La presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, anuncia que la propuesta para el segundo acto delegado incluye la energía nuclear y el gas.
- ▶ 31 de diciembre de 2021: La comisión Europea presenta casi de madrugada el borrador final incluyendo el gas y la energía Nuclear, documento que tendrán que ratificar el Parlamento Europeo y el Consejo en julio de 2022.
- ▶ 14-15 junio 2022: Los comités de economía y medio ambiente del Parlamento Europeo (los encargados de revisar el documento) votan en contra de la inclusión de estos combustibles fósiles, sin embargo es el plenario (donde se reunen todos los eurodiputados) quien tiene la última palabra.
- ▶ 06 julio 2022: El plenario, aprueba de manera definitiva la inclusión del gas y la nuclear en el segundo acto delegado. Se necesitaba el rechazo de 353 diputados y finalmente solamente se consiguen 278.
- Septiembre 2022: organizaciones ambientalistas como Greenpeace, y países como Austria, anuncian medidas legales contra la Comisión Europea.

# ¿COMO LLEGA EL GAS A INCLUIRSE? UNA VICTORIA DE LOS LOBBIES FRENTE A LA CIENCIA

Para la elaboración de este documento, la Comisión Europea se valió del trabajo de un grupo de expertos y expertas denominado la Plataforma de finanzas sostenibles. Este grupo reúne a diferentes grupos de interés como representantes del sector financiero, empresas no financieras, ONG y sociedad civil, academia y grupos de reflexión, expertos a título personal, así como instituciones públicas e internacionales.

Este grupo, estableció los criterios específicos que debía cumplir el gas para ser calificado como "sostenible" y solo como energía de transición hacia otras más verdes. En este caso, indicaron que las emisiones del ciclo de vida debían ser inferiores a los 100 gCO2eq/kWh (frente a los 270 g/kWh de CO2 presentados por la Comisión), y si sustituyen a una central de combustibles fósiles más contaminante y reciben el permiso de construcción de aquí a 2030.

Sin embargo, y gracias a la presión de los lobbies, el documento sufrió numerosos cambios. Según un informe de *Reclaim Finance titulado "Out with science, in with lobbyists, gas, nuclear and EU Taxonomy"*<sup>54</sup> fuera la ciencia, dentro de los grupos de presión- señala como entre enero de 2020 y mayo de 2021 (coincidiendo con el proceso de redacción de la taxonomía) estos grupos de presión tuvieron en total 323 reuniones, unas 19 al mes, aproximadamente una reunión cada dos días. Además, se estima que, en total, estos grupos de presión tienen contratadas a 776 personas por 182 empresas y grupos industriales relacionados con el gas.

Estos resultados confirman que la frecuencia de las reuniones entre los grupos de presión del gas y el comisario de la UE y sus equipos aumentó tras la publicación del borrador que el grupo de expertos redactó con criterios más estrictos relacionados con el gas.

En España, las grandes corporaciones, también forman parte de esta industria "lobbista". Por ejemplo, encontramos a Enagás que forma parte de la red europea de transmisión de gas (ENTSO-G), un organismo formado exclusivamente por intereses de la industria del gas. En total, y tal y como indica un informe de Amigas de la Tierra<sup>55</sup>, los integrantes de estos grupos se beneficiaron con 1.100 millones de euros en subvenciones, para seguir desarrollando sus infraestructuras gasistas.

En este mismo sentido, otro informe de Corporate Europe Observatory titulado "¿Por qué Europa no se puede liberar del lobby gasista?" señala como entre 2013 y 2020 la Unión Europea gastó 4.500 millones de euros en 44 nuevos proyectos de infraestructura de gas, de los cuales el 90% se destinó a los miembros de la ENTSO-G<sup>56</sup>.

Otra importante red de gas europea, Eurogas<sup>57</sup> la conforman otros grandes de la industria fósil como Cepsa, Naturgy, Pavilion Energy, Repsol o Sedigás.

## LA TAXONOMÍA QUE NO GUSTA A NADIE

No es de extrañar, entonces, que esta Taxonomía no se haya encontrado con el respaldo de la sociedad civil, así pues, a lo largo de los meses se han venido celebrando numerosas acciones contra la misma.

Las organizaciones ecologistas han organizado numerosos los actos para señalar la gravedad de la aprobación de esta herramienta de lavado verde, como el "funeral"<sup>58</sup> de la taxonomía o la instalación de un dinosaurio gigante frente a la sede de la Comisión Europea en Bruselas, el Congreso de los Diputados en Madrid<sup>59</sup> o la sede de la Comisión Europea en Barcelona60 para señalar el "monstruo" en el que se ha convertido el documento.

A nivel más institucional, el grupo de expertos de la Comisión Europea también ha venido mostrando en los últimos meses su oposición a través de diversas cartas enviadas a las instituciones europeas<sup>61</sup>, por no respetar la Comisión, el documento elaborado por este grupo.

Algunos Estados miembros por otro lado, y entre los que se incluye España, enviaron por su parte escritos<sup>62</sup> a las instituciones europeas. Como la carta firmada conjuntamente con Austria, Dinamarca y Luxemburgo. En ella señalan su oposición a la inclusión del gas natural y la energía nuclear, ya que "no

cumplen los requisitos legales y científicos establecidos en la taxonomía para ser considerados actividades económicas sostenibles".

Otra de las oposiciones ha sido la de los grandes gestores de fondos de inversión. El IIGCC (Institutional Investors Group on Climate Change), entre los que se encuentran BlackRock o Vanguard, ha publicado una carta abierta a los Estados miembros y a los europarlamentarios, pidiendo la exclusión del gas en la taxonomía63. Según esta asociación que representa más de 50 billones de euros de fondos gestionados, la inclusión del gas confundiría sus decisiones de inversión, impediría avanzar hacia los objetivos climáticos de la UE y contradice las indicaciones de la ciencia.

#### UN DOCUMENTO QUE NO BENEFICIA A TODOS POR IGUAL

En el caso de Francia y Alemania, el reglamento de la taxonomía les beneficia notoriamente. Francia necesita miles de millones para poder reformar sus reactores nucleares. Alemania, en cambio, necesita un impulso para poder cerrar los 45 GW de potencia instalada en centrales térmicas de carbón, y para ello tiene programadas o ya en construcción 27 centrales de ciclo combinado, que usan gas fósil como combustible.<sup>64</sup>

No se puede explicar de otra manera la casualidad de que la propuesta de acto delegado complementario responda específicamente a las características de los reactores nucleares franceses y de las centrales térmicas alemanas y que prácticamente excluyan posibles inversiones al resto de países miembros, que apenas recibirían un 3% de las inversiones verdes.

En el caso español, además, la taxonomía no cubre las inversiones en los gaseoductos ni las terminales GNL. Sólo cubre las nuevas plantas de gas. Por lo que el dinero que sí que podría beneficiar a España para financiar la transición energética, como las energías renovables, acabará yendo en su mayoría a seguir financiando los combustibles fósiles en otros países, con el alto coste económico y ambiental que conlleva.

# Y AHORA, ¿DÓNDE ESTAMOS?

Con la aprobación del documento por parte del Parlamento Europeo, este pasado mes de julio, han sido numerosas las organizaciones ambientales que se han opuesto. En septiembre 2022, 12 organizaciones en total (8 de Greenpeace, ClientEarth, WWF y Transport & Environment) anunciaron que tomarán acciones legales contra la Comisión Europea<sup>65.</sup> Argumentan que la inclusión del gas y la energía nuclear en la taxonomía viola el reglamento de la taxonomía, la Ley Europea del Clima y las obligaciones de la UE en virtud del Acuerdo de París de 2015.

Por otro lado, las organizaciones sociales y ecologistas que formaban parte del grupo de expertos (BEUC, Birdlife, ECOS, T&E and WWF) han anunciado<sup>66</sup> su desvinculación con el mismo por falta de independencia y afirman "que la Comisión Europea ha interferido políticamente en el grupo y ha actuado en contra de las pruebas, a pesar de su obligación legal de seguir los consejos basados en la ciencia".

Por último, y como Estado Miembro, Austria, también ha presentado una demanda<sup>67</sup> a la Comisión Europea para "guardar la confianza de los consumidores e inversores".

# El precio del Gas – Un mercado para gobernarlos a todos

Desde el año 2015, el Estado español cuenta con dos tipos de mercado de gas. El llamado Mercado no Regulado frente al Mercado Organizado del Gas.

El Mercado no Regulado, ha sido la única alternativa hasta 2015, las negociaciones sin ningún tipo de regulación han hecho que los consumidores no entendieran en muchas ocasiones las razones que hacían que el gas costase una cantidad u otra dependiendo de la comercializadora y las tarifas. Sin embargo, a raíz de la nueva Ley de Hidrocarburos (Ley 8/2015) se establece la creación de un mercado regulado de gas en toda la Península Ibérica. Y se designa a MibGas, Operador del Mercado Organizado de Gas en la Península Ibérica, como el operador responsable de este mercado.

Se trata de un punto virtual de intercambio de gas, tomado como referencia de precio en Europa. Es el índice holandés, pero la elección no es casual, ya que el 73% del volumen total de gas que llegó en 2021 a Europa era negociado en Países Bajos. TTF quiere decir Facilidad de Transferencia de Títulos.

Se trata de un mercado "virtual", que no está localizado físicamente en un único sitio, a diferencia de su homólogo estadounidense, el Henry Hub. En Estados Unidos, los contratos de futuros tienen fijado además de precio, localización: el suministro transita por una serie de conexiones interestatales que están situadas en el estado de Luisiana, al este de Nueva Orleans. El TTF, por el contrario, toma en cuenta el gas que entra a los 50 puntos de acceso al sistema interconectado holandés. Estas entradas permiten el ingreso desde gasoductos, buques de GNL y reservas locales, pero no existe un punto único central.

Creado en el 2015, el Operador del Mercado Organizado de Gas en la Península Ibérica o MibGas es una empresa de capital privado que financian los consumidores a través de la tarifa del gas.

Un exdiputado del PP, Antonio Erias fue colocado por el Gobierno de Mariano Rajoy en esa sociedad en el momento de crearse en enero de 2015 y la presidió hasta febrero de 2019. Erias, 400.000 euros brutos anuales, lo que eleva su retribución acumulada por encima de 2,3 millones. Dejó la entidad en números rojos tras recibir una indemnización de 724.000 euros para su cese.68 Actualmente es presidido por Raúl Yunta Huete. Entre julio y agosto 2022 ha duplicado el volumen de negociación con respecto a los mismos meses del año anterior, manteniendo unos precios significativamente inferiores al TTF.

MIBGAS

Los participantes del Mercado no Regulado es sencillamente una comercializadora que decide libremente las tarifas de sus servicios y un consumidor que los solicita. En el mercado libre las comercializadoras de gas pueden ofrecer sus tarifas sin restricciones de precio. Y pueden incluir promociones, descuentos u otras ofertas de acuerdo con sus estrategias de venta.

Por su parte el Mercado Organizado del Gas consta de diferentes actores. Aparte del MibGas que es el operador, existen:

- La Corporación de Reservas Estratégicas (CORES). Es el organismo encargado de garantizar la seguridad del suministro en España de hidrocarburos. Así como el control de sus existencias. En relación con el gas, tiene asignada la función de mantener las existencias mínimas de seguridad.
- ▶ El gestor técnico de sistema (TSO por sus siglas en inglés). En este momento, y por ley, es Enagás. Su principal función es la de garantizar el suministro de gas natural de forma continua. Y de gestionar la coordinación entre puntos de acceso, transporte, almacenamiento y distribución).

En el Mercado Regulado, el número de compañías es menor. Solo seis, las llamadas comercializadoras de referencia y que son elegidas por el gobierno, pueden ofrecer sus tarifas dentro de este mercado. Esta tarifa, denominada TUR o tarifa de último recurso tiene un precio fijo basado en tres franjas de consumo, cuyo precio fija el gobierno y lo actualiza cada 3 meses.

El incremento de los precios de la energía desde el pasado otoño tiene sus causas en el funcionamiento del mercado global del gas:

Existen básicamente dos tipos de contratos en el mercado del gas. Los contratos a largo plazo son los más habituales en el sector gasista. Aparecen para garantizar, tanto al vendedor como al comprador, la rentabilidad de las inversiones acometidas, así como para conseguir la financiación de las futuras. Si no se utilizan herramientas adecuadas –mercados secundarios de gas o leyes anti-exclusividad- se puede limitar la entrada de nuevos actores en el mercado y la competitividad.

Por otro lado, existen los contratos a corto plazo o spot. En los 90, estos contratos se referían a volúmenes adicionales para hacer frente a los picos de la demanda. Actualmente, se ha incrementado su número, al aumentar el número de buques metaneros y desarrollarse el mercado del GNL. Permiten una mayor "flexibilidad" y adaptabilidad del mercado en un contexto global. Pero por esa misma razón el GNL pasa a ser un activo interesante para la especulación.

# ¿LA GUERRA DE UCRANIA LA ÚNICA CAUSANTE DE LA SUBIDA DEL GAS?

Analizando el precio y el mercado del gas desde el final de la pandemia de la COVID-19 en un primer periodo podemos distinguir como desde agosto de 2021 se produce una subida de precios vinculada al mercado Spot del gas, es decir, a los contratos de corto plazo para suministro de Gas Natural Licuado (GNL). Este incremento se debe a los efectos de la pandemia en el desacople entre la oferta y la demanda. Por un lado, en el ámbito europeo se registra un suministro menor por parte de los países productores como el Reino Unido o Noruega. A la vez que se ha incrementado la demanda de los países asiáticos al recuperarse parte de la actividad económica tras la Covid-19.69 A todo ello se suman efectos derivados del cambio climático. Grandes sequias en Latinoamérica han provocado que países como Brasil, cuya producción eléctrica depende un 70% en la generación hidráulica, aumenten enormemente sus importaciones de GNL para cubrir la demanda energética.<sup>70</sup>

Así mismo, la parada de la actividad industrial y de extracción de combustibles fósiles, derivada de los impactos de la COVID-19, ha hecho que los países importadores no pudiesen llenar sus almacenes antes de la temporada de invierno. En el caso de Europa se estima que en diciembre del 2021 el almacenamiento de gas se sitúa un 22% por debajo de la media de los últimos 10 años, según los datos de AGSI. Aunque la situación difería en función de los países.

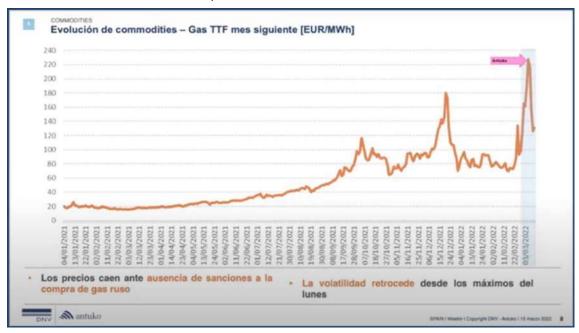


Figura 10. Evolución de los precios – TTF Gas (€/MWh). Serie enero-marzo 2022. Fuente: DNV.

A esta situación de partida se le suman los efectos que ha tenido la guerra de Ucrania en la desestabilización de los mercados. A la escalada de precios han contribuido la dependencia de algunos países europeos del gas ruso, las sanciones de la Unión Europea a Rusia, el corte del suministro de gas a algunos países y el sabotaje al Nord Stream.

A un ambiente, ya de por sí complejo, se suman las declaraciones del Gobierno español sobre el Sáhara que han puesto en tensión la importación de gas desde Argelia, además de suponer una vulneración de derechos para el pueblo Saharaui.

## ANÁLISIS DEL MECANISMO DE TOPE AL GAS

El mecanismo del tope al gas que han impulsado de forma conjunta los gobiernos de España y Portugal para el mercado Ibérico buscaba reducir el precio de la electricidad corrigiendo la distorsión que ha introducido la escalada del precio del gas sobre el sistema marginalista de fijación de precios. Si en la última década, en el período de 2012 a 2019, el precio medio final de la electricidad se mantuvo en el entorno de los 50-60 €/MWh, desde octubre de 2021 que se consolidan los altos precios del gas, hasta la introducción del tope el 15 de Junio de 2022, el precio medio fue de 220€/MWh, casi 4 veces superior.



Figura 11. Precio medio final de la electricidad (€/MW). Serie 2018-2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Esios

El mecanismo del tope al gas consiste en fijar un precio máximo al que pueden ofertar la energía las centrales de ciclo combinado en el mercado marginalista. No obstante, hay que aclarar que también están sujetas a este mecanismo según el RDL 10/2022 las centrales de carbón y algunas de cogeneración. La teoría es que, al topar el gas, que es la fuente energética que "determina" el comportamiento del sistema marginalista, el precio mayorista tendría que bajar. Ahora bien, puesto que estas centrales tendrían pérdidas ofertando a dicho precio, se les compensa cobrando la diferencia de precio a los consumidores de la energía que está afectada por la aplicación del mecanismo. Esta compensación, definida por el operador del mercado (OMIE), va a depender tanto del precio del gas en el mercado ibérico (MIBGAS), como de la proporción de energía generada con estas fuentes fósiles sobre el total de la energía consumida sujeta a este mecanismo. En definitiva, el coste del mecanismo de ajuste del tope al gas va a ser más caro si sube el precio del gas o si aumenta la producción de electricidad con dichas fuentes fósiles.

El resultado de la aplicación del mecanismo de ajuste puede ser engañosa según como se analice. Si nos fijamos únicamente en el precio del mercado mayorista, la valoración es espectacularmente positiva, pues mientras que en el resto de los países europeos el precio ha sufrido una escalada brutal, en España se ha reducido de los 210 €/MWh de media a los 150 €/MWh. No obstante, hay dos cuestiones que deben ser tenidas en cuenta para tener una visión completa de la efectividad de aplicación de este mecanismo.

La primera es que el precio promedio del mercado mayorista en España en 2019 fue de 50 €/MW, lo que significa que el resto de las tecnologías no marginales siguen sobreretribuidas. La segunda cuestión es que a esos 150€/MWh hay que sumarle el mecanismo de ajuste del tope al gas. En este caso, el precio asciende a 290 €/MWh de media, 80 euros más que antes de la aplicación del tope. Hay algunos sectores que concluyen de forma interesada que el mecanismo del tope al gas no ha servido y que por su culpa la luz se ha encarecido. Sin embargo, dicha afirmación es errónea, ya que si comparamos el precio en España incluyendo el mecanismo de ajuste del tope al gas con el precio promedio del resto países europeos de nuestro entorno, se observa que el precio en España ha sido en promedio un 30% más barato.

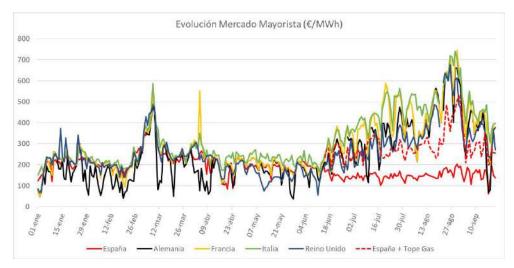


Figura 12. Evolución del mercado mayorista (€/MWh). Serie 2022 (Enero – Septiembre). Fuente: Elaboración propia a partir de Esios

Lo que ha sucedido en realidad es que debido a la nueva escalada de precios del gas durante el verano de 2022, el volumen económico a compensar mediante el mecanismo de ajuste ha crecido por encima del propio precio del mercado mayorista, pero si no se hubiera aplicado el tope al gas, el precio hubiera sido aún superior. De hecho, al analizar la relación entre el precio diario final y el precio del gas, se observa que antes de la aplicación del tope el precio final era aproximadamente 2,5 veces el precio del gas, mientras que tras la aplicación del tope al gas esta relación ha bajado a 1,7, lo que significa un descenso nuevamente del 30%.

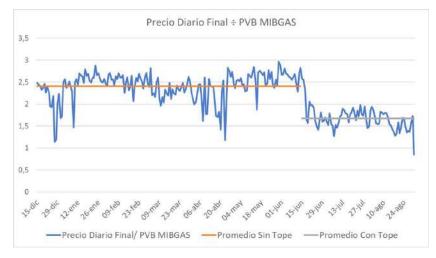


Figura 13. Precio Diario Final vs PVB MIBGAS. Serie diciembre 2021- agosto 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Esios

En conclusión, el mecanismo del tope al gas ha servido para rebajar el precio de la luz un 30% respecto al que hubiera alcanzado de no haberse tomado la medida, pero ello no implica que haya bajado a precios razonables; sigue siendo 4 veces más caro del periodo 2012-2019. Además, aunque el precio mayorista ha bajado, igualmente sigue siendo tres veces más caro que en el período anterior, por lo que el resto de las tecnologías no marginales siguen estando sobradamente retribuidas.

# Evolución de la demanda y consumo de gas fósil

El gas fósil, formado mayoritariamente por metano, es un combustible de uso relativamente reciente. Aunque se conocía y se utilizaba en pequeñas cantidades en China desde el año 500 a.C, y más adelante en otras regiones. No es hasta la revolución industrial cuando se comienza a dar un uso comercial, en un principio para iluminación de casas y calles (finales del siglo XVIII y principios del XIX), y más tarde para usos térmicos y generación de electricidad¹. El gas fósil aparece frecuentemente asociado a yacimientos de carbón o de petróleo, por lo que su extracción ha estado ligada a la de estos otros combustibles fósiles. Su explotación comercial inicial se dio fundamentalmente en EE. UU., y sólo desde hace aproximadamente 60 años se ha generalizado su extracción y consumo, incrementando su uso de forma prácticamente ininterrumpida en todo el planeta (Figura 14).

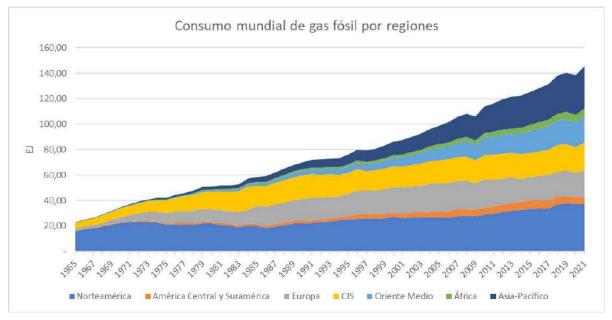


Figura 14. Consumo mundial de gas fósil por regiones, 1965-2021. Elaboración propia a partir de datos estadísticos de BP.

El consumo de gas natural ha estado históricamente muy ligado a las regiones de producción, debido a las dificultades que presenta su transporte a largas distancias. Siendo un gas que se licúa a altas presiones y muy bajas temperaturas, con un gran consumo energético. Su transporte en barco ha requerido la construcción de infraestructuras especializadas y caras, como son las estaciones de licuefacción y regasificación. Así como a la construcción de buques capaces de mantener dichas condiciones, habitualmente denominados metaneros.

Por otra parte, es un gas muy volátil y poco denso, por lo que su transporte por tuberías (gasoductos), requiere también de un cuidado especial para minimizar pérdidas. La construcción de conducciones comenzó en EE. UU. a finales del siglo XIX, pero fue en la segunda mitad del siglo XX cuando se construyó una gran parte de las líneas de transmisión y sobre todo de distribución hacia los consumidores finales

<sup>1</sup> Se pueden consultar más detalles sobre la naturaleza del gas natural o gas fósil, su uso histórico, fuentes de extracción y su desarrollo, entre otras fuentes, en "A brief history of natural gas", de la American Public Gas Association (https://www.apga.org/apgamainsite/aboutus/facts/history-of-natural-gas), o en la entrada enciclopédica sobre gas natural de National Geographic (https://education.nationalgeographic.org/resource/natural-gas)

domésticos e industriales. También ha sido en ese país en la última década, con el resurgimiento de la industria asociada al gas de esquisto (shale gas en inglés o gas procedente de fracking), cuando se ha seguido ampliando la red de gasoductos debido al incremento en la demanda<sup>71</sup>.

La necesidad de una adecuada red de transporte para el gas fósil ha hecho que en muchas ocasiones no fuera económica o técnicamente viable su aprovechamiento en los yacimientos de carbón o petróleo, por lo que se quemaba en antorcha (flaring en inglés). Esta práctica se sigue realizando de forma habitual en todo tipo de infraestructuras gasistas. Aunque las emisiones asociadas de CO2 por la quema de gas en antorcha no son despreciables, el venteo, es decir, su liberación directa a la atmósfera es mucho peor. Aunque ésta ha sido una práctica aceptada en el sector durante muchos años, en otras jurisdicciones se han desarrollado y aplicado tecnologías y prácticas que reducen o eliminan en gran medida las emisiones de todo tipo de equipos que son fuente de emisiones significativas de metano.

El venteo y la quema en antorcha tienen un impacto medioambiental devastador, ya que representan grandes emisiones de metano. También representan una pérdida económica, ya que el gas se pierde cuando podría haber estado disponible para un uso productivo. En 2020, la quema en antorcha alcanzó niveles que no se habían alcanzado desde 2009, lo que pone de manifiesto la necesidad de abordar el problema para mitigar eficazmente las emisiones de metano.

Las emisiones de metano y dióxido de carbono reconocidas debidas a la operación de las infraestructuras petroleras y gasistas, entre las que destacan las relacionadas con el venteo y la quema en antorcha, son, por ejemplo, en EE. UU., aproximadamente un 4% de las emisiones totales<sup>72</sup>. Todo ello sin contar las fugas que suceden de forma no intencionada, en cuyo caso serían mucho mayores.

La UE importa el 70% de su hulla, el 97% de su petróleo y el 90% de su gas fósil<sup>73</sup>. Según la Comisión Europea (CE), entre el 75 y el 90% de las emisiones de metano asociadas al consumo energético de la UE se emiten fuera de las fronteras de la UE<sup>74</sup>.

## CONSUMO DE GAS EN EL ESTADO ESPAÑOL

En España, hasta mediados de los años 90 del siglo XX el gas fósil utilizado fundamentalmente para usos industriales. También se utiliza como materia prima para usos no energéticos, y en menor medida para calefacción y agua caliente en el sector residencial, comercial y de servicios. Desde esa década y hasta los primeros años del siglo XXI se comienza a generar electricidad, fundamentalmente en el ámbito industrial, en lo que se denominan centrales de cogeneración, sustituyendo, complementando, o añadiéndose a centrales de cogeneración a partir de carbón o productos petrolíferos. Esta técnica se impulsa desde Europa a través de incentivos como subvenciones y/o primas sobre la tarifa (feed-in tarifs) para hacer un uso más eficiente del gas que se utilizaba para procesos térmicos². De esta forma, se aprovecha el gas para generar al mismo tiempo para calor y electricidad, ganando en eficiencia respecto al gas que se habría utilizado para los dos usos por separado.

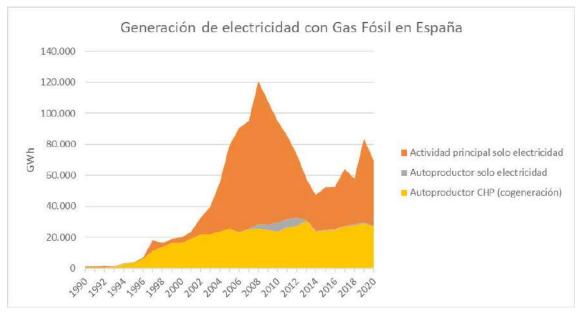


Figura 15. Generación de electricidad con gas fósil. Serie 1990-2020. Elaboración propia a partir de datos del Balance energético de España.

Entre el año 2000 y el 2007, sin embargo, se produce un enorme despliegue de centrales de gas en ciclo combinado, alentado por una demanda de electricidad que no paraba de crecer. Entre los años 2002 y 2007 la potencia instalada se multiplicó por 6, pasando de 3.136 MW a 20.958 MW<sup>75</sup>. El consumo de gas natural para la generación de electricidad se multiplicó en la misma medida, hasta que, a raíz de la crisis económica de 2008, cayó en picado. Desde entonces, las centrales de gas en ciclo combinado han estado funcionando muchas menos horas de las previstas. Y aunque la lenta y vacilante recuperación de la demanda a partir de 2014 ha hecho que funcionen algunas horas más, la imparable instalación de energías renovables hace que estas centrales no estén en general funcionando a plena potencia durante la mayoría de las horas del año.

<sup>2</sup> En España, el capítulo segundo de la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía, está dedicado al fomento de la autogeneración de energía eléctrica (mediante cogeneración) y de la producción hidroeléctrica. Dicho capítulo se desarrolla a través del Real Decreto 907/1982, de 2 de abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica. Este Real Decreto es derogado 12 años después por el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, que impulsa de nuevo este tipo de centrales, en línea con el Plan Energético Nacional 1991-2000, que incluía, entre sus prioridades de política energética, aumentar la contribución de los autogeneradores a la generación de energía eléctrica, pasando del 4,5% en 1990 al 10% para el año 2000. Más adelante, tras la liberalización del sector mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, es el que regula la generación mediante renovables, cogeneración y residuos, lo que se conocía como "Régimen Especial", que había venido funcionando desde el año 1980 con la anterior Ley, pero que a causa de la liberalización del sector, requiere un nuevo encaje, estableciendo en este momento el sistema de primas (pago extra por encima del precio de mercado), que se mantuvo hasta su sustitución por el sistema actualmente vigente de retribución específica puesto en marcha con la reforma de la Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013, de 26 de diciembre).

El coeficiente de utilización de las centrales de gas en ciclo combinado se ha situado entre el 10% y el 15% hasta el año 2018, y entre el 20% y el 25% entre los años 2019 y 2021. Ello significa que la utilización es muy baja respecto a la prevista cuando se pusieron en marcha.

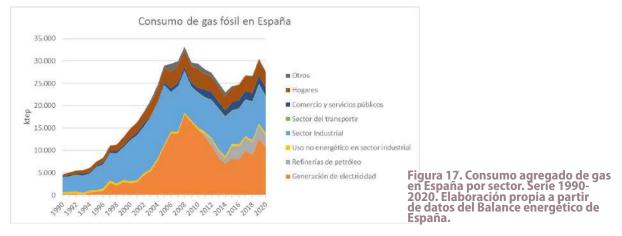


Figura 16. Consumo de gas en España por sector. Serie 1990-2020. Elaboración propia a partir de datos del Balance energético de España.

El gas natural se fue introduciendo en el resto de sectores de forma paulatina, impulsado por políticas públicas que lo consideraban un signo de modernidad y eficiencia, además de un combustible fósil menos contaminante. Fundamentalmente por la menor emisión de partículas, la eliminación de las emisiones de dióxido de azufre, en comparación con el carbón, y causante de la lluvia ácida, y un supuesto menor efecto de calentamiento global. Esta última cuestión está en entre dicho por la falta de datos y cuantificaciones de las fugas de metano que suceden a lo largo de toda la cadena de valor del gas fósil, desde su producción, transporte, distribución, hasta su uso.<sup>76</sup>

Por ello, en la medida en que se iban construyendo y consolidando las redes de transporte de gas, y fundamentalmente las de distribución (que aún hoy no llegan a muchas poblaciones en la península ibérica, ni en las islas), se fue incrementando el consumo de gas natural en el sector residencial, comercial y de servicios. En el año 2021, el sistema gasista constaba de una red de 11.369 km de gasoductos de transporte primario, que alcanza los 13.361 km contando los secundarios.<sup>79</sup>

El sector industrial, por su parte, continuó consumiendo cada vez más gas natural, triplicando su consumo entre el año 1990 y 2005, y reducirse en una tercera parte a partir de la crisis económica de 2008, hasta los 8.000 ktep, valor en el que se ha mantenido desde entonces.



#### **CONSUMO ACTUAL DE GAS**

El consumo de gas fósil representa hoy en día (los datos más recientes son de los años 2019 y 202080) aproximadamente el 23% de la energía primaria mundial, y el 25% en España. Tanto a nivel mundial como a nivel del estado español, aproximadamente el 40% del gas que se consume se utiliza para generar electricidad, mientras que el restante 60% se utiliza fundamentalmente para usos térmicos, descontando entre un 2% y un 5% para usos no energéticos (materia prima en procesos industriales).

A nivel mundial, aproximadamente el 20% del gas se utiliza en industria, mientras que en España, ese porcentaje alcanza el 30%, mientras que en los hogares se consume entre el 12% y el 13%, y en comercio y servicios el 6,5%. La industria del refino de petróleo, por su parte, ha incrementado sustancialmente el uso del gas natural en la última década.

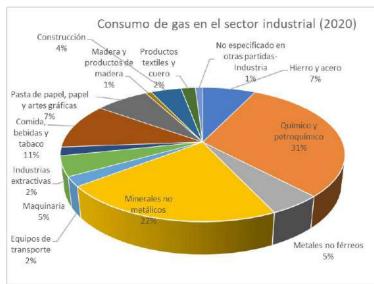


Figura 19. Consumo de gas natural en España en los sectores industriales (2020). FUENTE: Elaboración propia a partir de datos del balance energético en España.

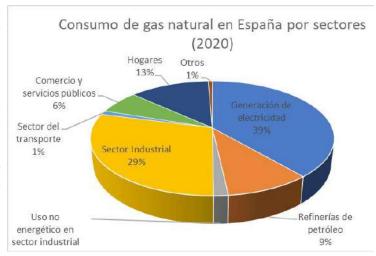


Figura 18. Consumo de gas natural en España por sectores (2020). FUENTE: Elaboración propia a partir de datos del balance energético en España.

Actualmente, alrededor del 60% de la electricidad que se genera a partir de gas natural es en centrales de ciclo combinado y en menor medida en centrales de gas de ciclo simple, mientras que el 40% restante se genera en centrales de cogeneración, en el ámbito industrial<sup>81</sup>. Estas últimas centrales reciben incentivos y ayudas, fundamentalmente a través del antiguo sistema de primas, hoy reconvertido en régimen retributivo específico para las energías renovables, la cogeneración y los residuos.

En el sector industrial, el consumo de gas se da fundamentalmente en aplicaciones de medias y altas temperaturas. Tradicionalmente ligado al sector del hierro y el acero, hoy en día la industria química y petroquímica es el mayor consumidor de este recurso, seguido de la industria de extracción y transformación de minerales no metálicos (como es el caso del sector azulejero) y de los sectores de alimentación y papel.

# EL INTENTO DE INTRODUCIR EL GAS EN EL TRANSPORTE MARÍTIMO

Otra de las cuestiones que se están observando alrededor del gas, es la introducción de este combustible en sectores en los que históricamente ha estado ausente. Este es el caso del sector del transporte marítimo internacional, responsable del 3% de las emisiones de GEI a nivel mundial<sup>77</sup>, donde se está promoviendo activamente la introducción del gas, en este caso en forma de GNL, como combustible de "transición".

¿Es el GNL un combustible alternativo, "limpio" y neutro desde el punto de vista climático que debería ser utilizado ampliamente por el sector marítimo internacional?

La respuesta clara es NO. Aunque el cambio al gas natural licuado (GNL) como combustible marítimo puede ofrecer reducciones de las emisiones de CO2, NOX, SO2 y PM y reducir los riesgos asociados a los vertidos de petróleo, el uso del GNL suele generar emisiones de GEI más elevadas durante su ciclo de vida que los combustibles a los que sustituye.<sup>78</sup> El GNL es un combustible fósil compuesto principalmente por metano, cuyo potencial de calentamiento global es más de 86 veces superior al del CO2 en un periodo de 20 años. Además, las perforaciones asociadas a la producción de GNL contaminan la tierra, el mar y el aire, perjudicando a las comunidades locales y a la fauna. Seguir invirtiendo en nuevas infraestructuras de GNL en los buques y en tierra dificulta la transición a buques de cero emisiones. Así que no, el GNL no es un combustible alternativo adecuado y neutral para el clima. En lugar del GNL, se deberían replantear las necesidades de transporte masivo de mercancías y productos y tratar de retomar las cadenas de suministro locales. Cuando ello no sea posible la industria naviera debería invertir en tecnologías de ahorro de energía, propulsión asistida por el viento, combustibles de baja y nula emisión en el ciclo de vida, baterías y pilas de combustible que puedan aportar beneficios a la calidad del aire y al clima.

Por esta razón, se deberían paralizar las obras de ampliación de los puertos, así como frenar las actuaciones que fomentan el desarrollo de las infraestructuras de gas natural licuado (GNL) para el bunkering de barcos, ya que suponen un peligro para la descarbonización del sector.

# Infraestructuras en el Estado español

Durante la primera década de los 2000, se produjo en España un boom de la infraestructura gasística que pretendía dar respuesta a un aumento de la demanda doméstica que nunca se produjo. El mismo deseo frustrado de convertir España en un hub de gas natural para toda la Unión Europea reaparece unido a la fiebre del hidrógeno verde. Corremos ahora el mismo riesgo de desarrollar megainfraestructuras gasistas que nos anclen aún más a la dependencia de los combustibles fósiles que entonces. En su lugar, hace falta una planificación que se base en los usos energéticos socialmente necesarios. Para salir de los combustibles fósiles y poder desarrollar una vida digna dentro de los límites del planeta.



Figura 20. Infraestructuras del Sistema Gasista español. Fuente: Enagás

En este contexto, en el Estado español se están reavivando los debates sobre los proyectos de ampliación de las infraestructuras de gas que quedaron en suspenso hace años. Mientras algunos sostienen que la Península Ibérica debe ser el centro europeo del gas, España intenta posicionarse como un centro de suministro de hidrógeno verde para el norte de Europa en las próximas décadas.

Uno de sus argumentos empleados para el fomento de más interconexiones gasistas con Europa es que la capacidad de regasificación del país es muy elevada. Con seis plantas de regasificación en funcionamiento (y una séptima que nunca ha llegad a estar operativa), España cuenta con cerca del 30% de la capacidad de regasificación de la UE (+ Reino Unido). Sin embargo, en 2021 estas plantas sólo operaban al 27% de su capacidad y el almacenamiento se mantuvo en el 52% de media.

Un estudio de la IEEFA (2022)<sup>82</sup> concluye que, entre enero de 2019 y junio de 2022, **la tasa anual de utilización de la capacidad de regasificación española nunca ha superado el 56%**, a pesar del incremento de los volúmenes de importación de GNL. La planta de Barcelona, por ejemplo, tiene la mayor capacidad de regasificación de España, pero solo ha llegado a un índice medio de utilización del 32% durante el primer semestre de 2022.

Se construyeron un alto número de terminales de regasificación de GNL en poco más de 10 años, pero su construcción no puede justificarse por la falta de demanda de tales proyectos, como demuestra este análisis.

Este exceso de capacidad ha contribuido a una **elevada factura energética**. Por ejemplo, los precios medios del gas que tuvieron que pagar los hogares españoles entre 2015 y 2020 fueron los segundos más altos de Europa, solo por detrás de los de Suecia. Bajo la premisa de seguridad y diversificación del suministro, Enagás ha creado un importante sobreoferta de infraestructura de gas infrautilizada. El costo de las inversiones innecesarias recae sobre los consumidores, que continúan enfrentando facturas elevadas.

Los casos de sobreinversión en sobrecapacidad en España (como se puede observar en el caso del proyecto Castor) no se deben únicamente a la falta de acierto en las previsiones, sino también a los excesivos incentivos a la inversión estipulados en su marco regulatorio. En este sentido, el sistema regulatorio actual garantiza a Enagás una tasa fija de rentabilidad por inversiones en infraestructuras, independientemente de si el país realmente necesita o no esas instalaciones.

La evidencia analizada por IEEFA sugiere que la regulación de la tasa de retorno ha alentado a Enagás a sobreinvertir en infraestructura de gas, aumentando los costos para los consumidores de gas de España y los retornos para los accionistas de Enagás.

Actualmente, Enagás sigue utilizando la misma narrativa, es decir, busca abordar la "seguridad de abastecimiento y descarbonización" en España y Europa para reflejar los desafíos en el mercado energético europeo y mundial, para justificar la continuación inversión en nuevas infraestructuras de gas e hidrógeno y potencialmente innecesaria tal como muestra este informe. El objetivo de la compañía es garantizar unos ingresos regulados, independientemente de si esto se produce a expensas de los consumidores de gas.

Por su parte un informe de la Universidad Pompeu Fabra<sup>83</sup> sobre el marco regulatorio y de inversión de infraestructuras gasistas en España concluye que el actual marco regulatorio de la industria española del gas fomenta la sobreinversión en infraestructuras y **no es compatible con los objetivos de la política climática de la UE a largo plazo.** 

El marco regulatorio actual del gas se estableció durante una fase de expansión de la demanda, por tanto, debe ser ajustado de tal manera que garantice una reducción de las emisiones.

Destaca, además, que la sobreinversión puede volver a producirse, esta vez en nuevos activos justificados para gases renovables. En este sentido, destaca que el potencial que puede ofrecer en el futuro el hidrógeno verde sigue siendo muy incierto, lo que plantea más dudas sobre la necesidad de nuevas inversiones en infraestructuras de gas como el MidCat.

Es necesario mejorar el equilibrio de riesgos entre los inversores privados, el Gobierno y los consumidores. Según la propia CNMC, para los consumidores domésticos, los peajes para el mantenimiento de instalaciones y cargos supusieron en 2021, aproximadamente, la mitad del coste de la factura.

El informe también recomienda modificar el proceso de toma de decisiones que se utiliza para aprobar inversiones en infraestructuras. Debería ser mucho más transparente y susceptible de rendir cuentas.

En una evaluación comparativa de la infraestructura y el marco regulatorio actuales del gas en España respecto a Francia y el Reino Unido, España va rezagada en la aplicación de las mejores prácticas de ambos países.

### La respuesta social al gas Mapeo de las principales movilizaciones

# COMITÉ CIDADÁN DE EMERXENCIA PARA A RÍA DE FERROL – MÁS DE DOS DÉCADAS DE LUCHA

El Comité Ciudadano de Emergencia para la Ría de Ferrol (CCE), nace en el año 2001 e integra a medio centenar de Entidades ciudadanas (Asociaciones vecinales, sociales, culturales, ecologistas, Sindicatos, Cofradía de Pescadores y Mariscadores, etc.) a técnicos y a otras personas a título personal.

La finalidad del CCE es romper los "muros de silencio" que han rodeado este escándalo y concienciar a la población del enorme perjuicio económico y medioambiental y la permanente amenaza que supone la Planta de Gas en su actual ubicación.

La planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) que la empresa Reganosa posee en el interior de la angosta ría de Ferrol, provincia de A Coruña, en una ubicación manifiestamente urbana, ha estado operando desde su construcción y de forma ininterrumpida a pesar de haber recibido varias sentencias judiciales contrarias a su ubicación y autorización administrativa, por diferentes tribunales entre los que se encuentra el Tribunal Supremo.



Figura 21. Tanques de GNL en el patio trasero de Mugardos (Ría de Ferrol). Fuente: Estrategia de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado (EDUSI)

#### En el TSXG:

- ➤ 23 de junio de 2.004. Sentencia de ilegalidad contra la falsa Declaración de Efectos Ambientales y Carencia de la Declaración de Impacto Ambiental (Recurso del ayuntamiento de Ferrol)
- ► Sentencia 536/2.004 de 27 de junio de 2.004, Sentencia de ilegalidad contra la falsa Declaración de efectos Ambientales. Carencia da la Declaración de Impacto Ambiental. (Recurso del CCE)
- ▶ 3.- Sentencia 00311/2.008, de 22 de abril de 2.008, contra la Modificación puntual del Plan General de Ordenación Municipal (PGOM de Mugardos) (Recurso del CCE) Nota: la planta estaba ya operando en esa fecha.

#### En el Tribunal SUPREMO:

- Sentencia favorable sobre recurso 4512/2008. Anulación da Modificación Puntual do PGOM de Mugardos (11 de Mayo 2.012)
- Sentencia 695/2.016. Anulación da Autorización Administrativa previa (28 de Marzo de 2.016)

► Sentencia 889/2.016. Anulación del Proyecto de Ejecución (25 de Abril de 2.016)

- ► Sentencia 1966/2.016. Anulación del Plan de Emergencia Exterior (26 Julio 2.016)
- Sentencia 1075/2.019. Anulación del Acuerdo del Consejo de Ministros (16 Xullo 2.019)

Su construcción, y su ubicación, objetivamente no adecuada ante los riesgos que presenta tanto para los núcleos de población de su entorno como para el propio medio ambiente en una ría tan diversa y tan necesitada de cuidado y regeneración, como la de Ferrol, han simbolizado la falta de interés y de rigor por parte de las diferentes Administraciones (Central y Autonómica) en defender los derechos del colectivo de ciudadanos (entre ellos, el derecho a su seguridad, tal y como se contempla en la Declaración Universal de Derechos Humanos y en la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea) y del medio ambiente frente a los intereses mercantiles de unos pocos.

El comienzo del proyecto de la planta de GNL de Reganosa está relacionado con otro proyecto similar que ENAGAS había decidido desarrollar en la zona de Ferrol. Esta empresa gasista, de propiedad pública en aquellas fechas, encargó un estudio de riesgos a la empresa británica M.W. Kellogg concluyendo que la mejor opción de ubicación era una pequeña rada, de nombre Caneliñas, situada en la costa justo en la entrada del canal de acceso a la ría de Ferrol. El citado estudio afirmaba que las dos alternativas de ubicación dentro de la ría presentaban riesgos claros para la navegación de los gaseros, así como para las poblaciones próximas a la planta. Así lo recoge la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de fecha 19 de Mayo de 1 994 y publicada en el BOE nº 141 de 14 de Junio de 1 994, para el citado proyecto de ENAGAS.

Una vez privatizada ENAGAS se cancela el proyecto de la planta de GNL de Ferrol, circunstancia que fue aprovechada por un empresario gallego, de nombre Roberto Tojeiro, afín al gobierno autonómico de Galicia y dueño de una cadena de supermercados. Este empresario, con la ayuda financiera de la banca gallega (Caixa Galicia, Caixanova y Banco Pastor, hoy todas desaparecidas), de las energéticas como ENDESA (pública en esas fechas) y Unión Fenosa, y de la propia Xunta de Galicia, presidida por Manuel Fraga, decide impulsar un nuevo proyecto de planta de Gas que según publicitaba el promotor, supondría la independencia energética de Galicia, la reducción del precio del gas y, además, iba a suponer el fin de la lacra del desempleo en la zona de Ferrol.

El lugar de ubicación propuesto por este empresario era en el interior de la Ría de Ferrol, en una zona conocida por Punta Promontoiro (Mugardos), lugar que fue rechazado por la DIA anteriormente citada, en una parcela ganada al mar en donde este empresario ya explotaba una empresa petroquímica de nombre FORESTAL del ATLANTICO que almacena más de 283.000 m³ de combustibles (fuel oil, gas oil, slops), sustancias químicas (formol, fenol, metanol, sulfato amónico, sosa etc..) incumpliendo así, por tanto, con la Directiva Europea Seveso (96/82/CE) relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas. Esto ocurría en el año 1 999.

En esas fechas se proyectaba al mismo tiempo el Puerto Exterior de Ferrol, justo en la zona en donde ENAGAS hubiese ubicado su planta de gas. Esta inversión pública se justificaba para "albergar, una planta de gas, y otros tráficos nocivos y peligrosos (Chatarra, carbón, combustibles, etc.)", "pues dentro de la reducida ría de Ferrol presentaba riesgos e inconvenientes en el tráfico marítimo y poblaciones próximas", Según la Orden Ministerial del Ministerio de Fomento de fecha 10 de Mayo de 2 001, firmada por el ministro D. Francisco Álvarez-Cascos, la necesidad del puerto exterior era motivada por el peligroso canal de acceso a la ría "por el que tienen que navegar los buques a lo largo de la canal de entrada en condiciones de seguridad, y ya han sucedido casos puntuales de accidentes en la canal, por fortuna sin consecuencia". Un razonamiento que el mismo Álvarez-Cascos echa por tierra meses después al informar favorablemente a la ubicación de la Planta de Reganosa en Punta Promontoiro. Dos decisiones contradictorias de la Administración Central realizadas en las mismas fechas y sobre un tema tan importante como es la seguridad de la población de Ferrol y comarca.

Reganosa da comienzo al proceso administrativo de aprobación de la planta presentando en Industria un mini dossier de proyecto de una planta de gas de apenas 100 hojas, elaborado por una ingeniería de la zona dedicada al sector urbanístico y de viales. En este proyecto ya se recoge la ubicación de Punta Promontoiro sin haber realizado antes el proceso de ubicación siguiendo las Directivas Europeas y sus transposiciones a las leyes españolas, por lo que Reganosa ha tenido que realizar todo el proceso de Administrativo previo y de aprobación de la planta según se iba construyendo. La planta de gas de Reganosa entra en operación en el año 2007. Un despropósito y una vergüenza para un país que presume de democracia y de estado de derecho. La DIA del proyecto fue aprobado por el gobierno actual en fecha 22 de diciembre de 2020, (BOE núm. 332, de 22 de diciembre de 2.020) y la Autorización administrativa y aprobación del proyecto se emite el 29 de junio de 2.021 (BOE 163 de fecha 9 de julio de 2020), casi 15 años después de empezar a operar la planta.

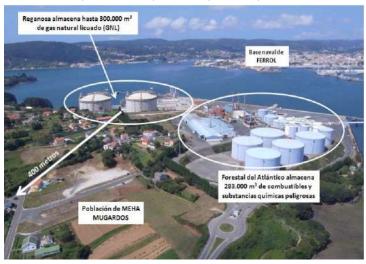


Figura 22. Esquema de Reganosa. Fuente: CCE

La planta de gas de Reganosa tiene una capacidad de almacenaje de 300.000 m3 de gas natural licuado (GNL) con un valor energético de 2.000 GWh. Alrededor de la planta, en un radio de 2000 m, viven 7000 personas. Las viviendas más próximas, que pertenecen al núcleo de Mehá, se encuentran a unos 100 m de la misma. En este lugar viven 400 personas. La autoridad del Puerto de Ferrol ha tenido que modificar la primera norma de navegación de gaseros en cuatro ocasiones, requiriendo incluso el dragado del canal de entrada en la zona protegida de RED NATURA 2.000, y empleando para ello dinero público.

El sistema de regasificación de GNL de esta planta utiliza agua de mar (hasta 290.000 m3/día) como fluido calefactor la cual necesita ser impregnada con hipoclorito sódico como agente biocida para para evitar las incrustaciones de tipo orgánico en el circuito de calentamiento. Este biocida no solo elimina los huevos y las delicadas larvas del agua de mar (que representan la siguiente generación de pesca), sino que también el diminuto plancton que es la base de la cadena alimentaria de la vida marina de la zona. El agua de mar se reduce de 5 a 6° C vertiéndolas posteriormente a la ría a temperaturas bajas, aumentando la degradación de la zona marítima próxima. De la extracción de bivalvos y otras especies marisqueras, vivían unas 700 familias. Con este sistema de regasificación del GNL, Reganosa ahorra un coste de operación de, aproximadamente, unos 10 millones de euros al año. Lo que supone un incremento de sus beneficios todavía más alto, dados los precios actuales del GNL, que si se calentara el GNL con el propio gas natural.

La población cercana a la planta y demás vecinos de la comarca de Ferrol, temerosos de encontrarse frente a una potencial amenaza a sus vidas, comienzan a movilizarse en el año 2001, a través de un grupo coordinador de nombre Comité Ciudadano de Emergencia (CCE),. Este comité ciudadano sigue activo 21 años después. Poco a poco, las asociaciones de Ferrol y comarca (culturales, vecinos, deportivas, sindicales, profesionales, ecologistas, mariscadores, universitarios, etc. y otros a título personal, se fueron adhiriendo al CCE constituyéndose unas Asambleas de barrio que, con su apoyo, lograron movilizar hasta 6000 ciudadanos en diferentes manifestaciones en la zona. Se han realizado viajes a Santiago de Compostela, Madrid e incluso a Bruselas para reunirse con administraciones implicadas en la legalización de la planta o realizar actos de protesta.

Se han realizado todo tipo de actos reivindicativos como marchas de Ferrol a Mugardos (anuales), fiestas, conciertos, manifestaciones, concursos, etc. Se han publicado libros, vídeos, artículos de escritores

relevantes de la prensa nacional, folletos y pintadas artísticas, y docenas de blogs surgieron de gente anónima para difundir esta lucha titánica que se estaba desarrollando en la ría de Ferrol.

El CCE informa que está pendiente de resolución por parte de la 3ª sala del Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Madrid del recurso contra la TERCERA autorización (resolución de 29 de junio de 2.021) de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Regasificadora del Noroeste, SA (REGANOSA), autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Mugardos (A Coruña).

El recurso será presentado por las entidades: (Asociación de Vecinos O Cruceiro de Meha (en nombre del CCE), Asociación para a Defensa Ecolóxica de Galiza (ADEGA) y Greenpeace España.

## ECOLOGISTES N'AICCION ASTURIES – REGASIFICADORA DE EL MUSEL

La obra de la Regasificadora ubicada en el puerto de El Musel en Xixón, Asturies, fue aprobada en 2008. Según Enagás, en un momento en el que había grandes perspectivas de crecimiento de la demanda energética en España. La inversión fue garantizada por el Estado y el mantenimiento pagado por todos los consumidores a través de la factura del gas.

En 2012, el Gobierno de Mariano Rajoy, por la vía del Real Decreto Ley, decreta su hibernación, tras la recomendación de la Comisión Nacional de la Energía de retrasar su entrada en funcionamiento.

Fue declarada ilegal en 2013 por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid por construirse a menos de 2000 metros de zonas habitadas. El Tribunal Supremo confirmó la sentencia tres años después, pero la empresa adjudicataria, Enagás, inicia en 2018 un nuevo procedimiento de proyecto y ejecución, que culmina con una nueva DIA en abril de 2021.

En 2022 se publica la autorización definitiva para que Enagás la ponga finalmente en funcionamiento. Esta autorización ha sido recurrida en primera instancia, pendiente de un posible contencioso administrativo en el futuro.

En total, desde 2012, Enagas ha cobrado más de 236 M€ en concepto de Retribución Transitoria Financiera Provisional y más de 46 M€ como Retribución por Operación y Mantenimiento, es decir, casi 283 M€.

En la autorización actual, Enagás ha formalizado para activar los tanques de la regasificadora de El Musel como almacén logístico de gas natural licuado, pendiente de la metodología retributiva aplicable cuando se aporte información auditada de los costes de inversión y los costes de O&M directos incurridos por la instalación.



Figura 23. Manifestación contra la Regasificadora de El Musel. 10 de Julio de 2022. Fuente: Red Gas No Es Solución

Sin embargo, justificación de su puesta en marcha tanto como planta de regasificación como punto de almacenamiento de GNL cae por su propio peso. En 2021 las regasificadoras españolas existentes funcionaron a un 27 % de su capacidad. En cuanto a su posible utilización como almacén de GNL, con una capacidad de 300.000 m3 solo aumentaría en un 10 % el almacenamiento de GNL en los tanques de regasificadora en el Estado español. Lo que sólo supondría mejorar la capacidad de almacenamiento subterráneo en 5 puntos porcentuales para alcanzar el 90% de objetivo de llenado. En septiembre de 2022 ya se han alcanzado el objetivos que corresponderían a 2023, sin siquiera utilizar la capacidad de almacenamiento en tanques de regasificadora existentes. Lo que pone de manifiesto, que la planta no es necesaria (ver cuadro Almacenamiento)

Por otro lado, también se ha planteado que sea un punto de recarga offshore para suministrar GNL a metaneros con rumbo a otros puertos europeos. Una proposición que carece de sentido, ya que una vez cargado un buque metanero ¿por qué habría de descargar en el Musel si en unos pocos km más llegaría a su destino en puertos europeos? Ello supondría desviar las rutas y, por tanto, incrementar el consumo de combustible y los km realizados. Además, se deberían contabilizar la pérdida de tiempo en los procesos de carga y descarga, y las posibles emisiones de metano asociadas a una mayor movilidad del GNL. Por tanto, resultaría una medida muy poco eficiente, que aportaría poca rentabilidad y solvencia al sistema energético europeo.

Más de una década luchando contra esta infraestructura ha supuesto que nunca entrase en funcionamiento. Primero con la iniciativa ciudadana "REGASIFICADORA NO!" (2007), movimiento aglutinador de diversas organizaciones vecinales, ecologistas, sociales y políticas, entre ellas Ecoloxistes n'aiccion d'Asturies. Este esfuerzo ciudadano ha sido apoyado en los procesos judiciales, ejercidos por Equo-Los verdes Asturies, consiguiendo su no operatividad hasta la fecha.

Por ello, tras la publicación de la nueva autorización en mayo del 2022, y con el apoyo de la Plataforma contra la Contaminación de Xixón, como continuadora de muchas de las luchas ambientales en la ciudad, la red Gas No Es Solución decidió celebrar su asamblea anual en dicha ciudad, declarando a Xixón la capital contra el gas en el Estado español.

# LA PLATAFORMA RESPOSTA AL MIDCAT EN LUCHA CONTRA EL GASODUCTO ZOMBIE

El MidCat sería un nuevo gasoducto al este de los Pirineos, con una capacidad de transporte de 7.5 bcm de gas fósil. El cual duplicaría la capacidad de las interconexiones actuales entre Francia y España. Este proyecto se abandonó en 2019, al considerarlo demasiado costoso, invasivo para el medio ambiente y no esencial para el suministro de gas a Europa.

De hecho, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de Francia había rechazado el proyecto de gasoducto. Por su parte, su homóloga española la CNMC indicaba que "el proyecto, en su configuración y capacidades actuales, no respondía a las necesidades del mercado y no presentaba la madurez suficiente para poder ser objeto de una decisión favorable". En este contexto, apostar por infraestructuras gasistas con una vida útil de entre 40 y 50 años nos ancla a un modelo dependiente de los combustibles fósiles. Va en la dirección contraria de la transición energética justa que necesitamos.

Sin embargo, numerosas voces de diferentes sectores y signos políticos se han lanzado a reavivar el debate sobre este proyecto ante la jugosa posibilidad de disponer de financiación a través de los fondos de recuperación Next Generation EU, si este sirve en el futuro para transportar hidrógeno verde. Estamos ante el resurgir del debate sobre un gasoducto zombie.



Figura 24. Concentración delante de la sede de la UE en Barcelona para parar el TAP y el MidCat. (12/12/2017). Autor: Pere Albiac

En el supuesto de que el proyecto MidCat se reiniciara como respuesta a un corte de suministro de gas por parte de Rusia, sería absolutamente inservible en el corto plazo si se tiene en cuenta que su construcción necesitaría, según diversas fuentes, de entre dos a seis años desde la toma de decisión. En concreto AFRY, la consultora que desaconsejó el MidCat en el 2019, afirma: "El precio actual del gas no justifica una inversión tan grande". Además, estiman que la construcción tardaría mínimo tres años y realizarlo en ese plazo conllevaría una inversión mayor de la prevista. Es destacable que el coste recaería de forma indirecta sobre toda la ciudadanía europea.

Por otro lado, es destacable que Francia, Italia y Alemania, que serían algunos de los países más afectados por el potencial cierre de los gasoductos rusos, ya están desarrollando sus propias soluciones

independientes de este gasoducto. Además, el volumen proyectado de transporte de gas del proyecto MidCat son 7,5 bcm, lo que quiere decir que solo podría transportar el 2,2 % de la demanda de gas europea en el 2021, en un horizonte, en el mejor de los casos, a 2025. Por todo lo anterior, no vemos el encaje del MidCat en este contexto de crisis energética.

En lo que respecta a la compatibilidad con el hidrógeno verde, dicha proposición de futuro está basada en un intento hipotético de desarrollar una economía internacional de hidrógeno y convertir a España en un gran exportador de este gas. Bajo esta idea, se esconden los mismos intereses de unos pocos que nos endeudaron bajo el intento de convertir a España en un hub de gas fósil, y que ahora vuelven a intentarlo con el pretexto del hidrógeno.

En España, y en Europa en general, ya contamos con una red sobredimensionada de gas, que o bien se convertirá en activos varados (pérdida de valor de las infraestructuras a medida que se eliminan los combustibles fósiles) que requerirán de un costoso desmantelamiento, o nos encerrará, con su reutilización, en más décadas de quema de gas fósil bajo el pretexto de un gas "más natural y sostenible" al mezclarse con hidrógeno (u otros gases renovables como el biometano). Los gestores de la red de transporte de gas (TSOs), como Enagás, ven en el hidrógeno un pretexto que les permite extender su modelo de negocio basado en gas fósil y sobrevivir a la transición energética con el uso del hidrógeno u otros gases renovables.

Por último, no podemos dejar de mencionar que los impactos ambientales y territoriales del MidCat ya son conocidos. En 2011 se construyó un tramo de casi 90 kilómetros entre Martorell y Hostalric. Este ha dejado a su paso una brecha de 25 metros de ancho para hacer pasar un gasoducto de un metro de diámetro.

Las plataformas locales de las comunidades afectadas denuncian que Enagás no realizó un estudio topográfico del recorrido, aunque el territorio es muy irregular. Los propios operarios preguntaban a la población cómo llegar a puntos de difícil acceso ante la falta de planificación. Tampoco se consideró la posibilidad de hacerlo pasar por infraestructuras ya construidas, lo que reduciría su impacto ambiental. A su vez, la aprobación en uno de los ayuntamientos por donde pasa el MidCat se hizo en la junta de gobierno y en el acta de la reunión solo se hizo constar el número de expediente, como si fuera una licencia de obra cualquiera.

Por último, los argumentos que se utilizan en la actualidad para su promoción son los mismos o muy parecidos a aquellos utilizados previamente a la anulación en 2019. Desde sectores de la sociedad civil se identificó que respondían más a los intereses de la empresa promotora, Enagás, y no a las necesidades colectivas que tenemos como sociedad.<sup>84</sup>

Este proyecto encontró una fuerte oposición ciudadana desde sus comienzos y que ha resucitado con la reactivación de la Plataforma en Resposta al MidCat<sup>85</sup>, en Girona, y la plataforma Non au MidCat en el midi francés. Entre las denuncias presentadas se encuentran el riesgo de daños a los ecosistemas del Pirineo y el aumento de la dependencia de los combustibles fósiles en una década decisiva para luchar contra la crisis climática.

# PLATAFORMA SALVEMOS DOÑANA – PROYECTOS GASÍSTICOS EN UN ESPACIO NATURAL

La historia del gas en Doñana se remonta a finales de la década de los años 80. El subsuelo de Doñana acumula una reserva de gas fósil y en aquella fecha las administraciones dieron las autorizaciones para la extracción de gas en la zona llamada Saladillo. El proyecto se ubicaba en lo que entonces se denominaba pre-parque y hoy es Espacio Natural Doñana, y fue otorgado el permiso a la empresa Petroleum Oil, filial de Gas Natural Fenosa, hoy Naturgy.

A partir del año 2006, la empresa inicia la tramitación de proyectos de extracción para 18 pozos nuevos y almacenamiento, instalaciones accesorias en superficie (compresores, tendidos eléctricos, etc), y unos 65 kilómetros de gasoductos. Todo ello, se presenta subdividido en cuatro subproyectos por recomendación expresa del Gobierno (PSOE), para evitar la evaluación ambiental conjunta.

En el año 2010, el Ministerio de Medio Ambiente aprueba la declaración de impacto ambiental (DIA) del subproyecto de extracción de gas denominado Marismas Occidental y la Junta de Andalucía le dio la autorización ambiental unificada.

En 2011, el Gobierno (PSOE) modifica las autorizaciones de extracción para permitir a la compañía explotadora que utilizara las zonas pozos donde las formaciones rocosas se habían agotado como almacenes de gas. Es decir, el subsuelo de Doñana como infraestructura industrial para almacenamiento de gas natural mediante el procedimiento de inyección en la roca.

En 2013, el Gobierno (PP), aprueba las DIA de los otros tres subproyectos: Marisma Oriental y Saladillo, dentro del Parque Natural Doñana y que hoy es el Espacio Natural Doñana, y Aznalcázar, que queda justo fuera del espacio protegido.

Gobernando en ese momento en la Junta de Andalucía una coalición PSOE-IU, tras las primeras protestas de los grupos ecologistas en el Consejo de Participación de Doñana, Izquierda Unida presionó y manifestó que el proyecto de gas en Doñana quedaba paralizado. Especialmente, se paralizaron las tres últimas autorizaciones de almacenamiento que incluían Marisma Oriental, Saladillo y Aznalcázar, pero no el enclave de Marisma Occidental a 200 metros del Espacio Natural Doñana, con dos nuevos pozos y almacenamiento. En este último subproyecto se almacena gas inyectado desde 2012, a pesar de encontrarse en litigio con Ecologistas en Acción.

En otoño de 2016, unos 200 colectivos de toda índole: políticos, culturales, ecologistas, sociales, artísticos, sindicales, científicos, universitarios, etc, entre los que está ecologistas en Acción, constituyeron la Plataforma Salvemos Doñana. Esta iniciativa ciudadana convocó una concentración para manifestar su rechazo, que tuvo lugar el 26 de noviembre en la aldea de El Rocío, en la que, a pesar del mal tiempo y la lluvia, participaron unas 2000 personas.

Tras numerosas movilizaciones y quejas en todas las instancias posible, el Defensor del Pueblo Andaluz y la Unión Europea recomendaron que se paralizaran todos los permisos de inyección de gas concedidos hasta que se aclarasen las irregularidades detectadas en las evaluaciones de impacto ambiental. Ambas instituciones alertaron de que se estaba vulnerando el principio de precaución recogido en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Además, se incumplía la legislación española tanto por no haberse realizado la evaluación de impacto acumulativo de los cuatro subproyectos como por no haberse hecho la evaluación de impacto en Red Natura 2000 del proyecto Marisma Occidental enclavado en el Espacio Natural Doñana.

El Instituto Geológico y Minero de España (IGME) también alertó de los riesgos sísmicos, sobre todo tras la experiencia de inyección en el proyecto Castor frente a la costa de Castellón, que produjo más de 500 movimientos sísmicos.

Ecologistas en Acción consideraba y considera que la actividad de extracción y de inyección y almacenamiento de gas natural no es compatible con la preservación de los valores del espacio protegido en Doñana. Exigíamos y seguimos exigiendo al Gobierno que ponga en marcha todas las vías legales y jurídicas necesarias para paralizar el subproyecto Marismas Occidental, que sigue hoy activo y se está almacenando gas desde 2012.

Se ha reiterado en repetidas ocasiones al Gobierno para que no apueste por las energías fósiles, como el gas natural, porque no va en sintonía con las necesidades que nos impone la emergencia climática que estamos padeciendo. Seguimos insistiendo que Doñana debe ser blindada contra cualquier amenaza a sus valores y su integridad, entre ellas, las energías fósiles.

# FRENTE CANARIO CONTRA EL GAS FÓSIL - AMPLIO RECHAZO DE LA SOCIEDAD CANARIA A LA GASIFICACIÓN DE LAS ISLAS

La ciudadanía de Canarias ha constituido un amplio FRENTE CANARIO CONTRA EL GAS FÓSIL<sup>86</sup> como respuesta ante el atropello democrático y desprecio de las abundantes energías renovables que dispone Canarias con el RDL 6/2022 que fomenta la gasificación del Archipiélago Canario.

Dicho Frente, constituido por la Federación Ben Magec- Ecologistas en Acción, redes de asociaciones de vecinos, sindicatos, asociaciones culturales y personas a título individual están promoviendo acciones de protesta en todo el Archipiélago Canario.

Por decreto directo de medidas urgentes, el gobierno de España, contradiciendo la planificación energética (en trámite) de Canarias impuso la incorporación de Gas fósil (GNL) en el sistema energético de Canarias. Se trata de incorporar dos centrales eléctricas con su respectivas gasificadora de 120MW en la Isla de TENERIFE (puerto de Granadilla) y 70MW en GRAN CANARIA (Puerto de LA Luz).

El impacto ambiental más grave, reconocido por un estudio del departamento de sanidad del Gobierno de Canarias es la incorporación de un millón de toneladas de CO2 en la ciudad más poblada de Canarias (de Las Palmas de Gran Canaria) y de 1.700.000 toneladas de CO2 en el municipio de Granadilla, municipio de más de 50 mil habitantes.

Se incumple, con estas infraestructuras de gas fósil, la ley de transición ecológica aprobada por la Costes Españolas que impones planes de reducciones en emisiones de CO2 en ciudades de más de 50mil habitantes partir del 2023.

El objetivo de la industria energética es construir infraestructuras que alimentan con gas fósil centrales térmicas nuevas y existentes, además de suministrar GNL a buques en puertos de Gran Canaria y Tenerife. Esta disposición es un riesgo real de inversión inútil y desvía fondos del proceso de transición energética a las renovables. Y lo hace de una forma inaceptable, como un añadido extraño al contenido de una norma que comprende un conjunto de medidas para paliar las consecuencias de la guerra de Ucrania.

#### Proyectos de planta de regasificación flotante de Granadilla (Tenerife)

En 2021 la Autoridad Portuaria de Tenerife rechazó y archivó la solicitud de concesión de la planta de regasificación de Enagás en Granadilla, según Puertos de Tenerife. Sin embargo, con el RDL 6/2022 se intenta reactivar el proyecto con la disposición final cuarta (modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos). De hecho, la CNMC, ha desaconsejado su construcción en varias ocasiones, ya que sería deficitario para el sistema gasista. La capacidad de regasificación sería de 1,3 bcm/año con un coste de inversión de unos 271,5 millones de euros. Entraría en funcionamiento entre tres y cinco años después de su construcción.

### Proyectos de planta de regasificación y de producción eléctrica en el puerto de Santa Cruz (Tenerife)

Totisa Energía SLU figura como promotora de una planta de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) para el suministro de este tipo de combustible a buques y la generación de electricidad, en una proporción que permita la mezcla con hidrógeno. El proyecto pretende obtener una parcela privilegiada frente a Cueva Bermeja de 26.000 metros cuadrados, más otros 16.500 metros cuadrados de lámina de agua y 1.200 metros cuadrados de canalizaciones en subsuelo para canalizaciones para el almacenamiento y suministro a buques. El proyecto se encuentra, en estos momentos, en tramitación ambiental. El proyecto está cerca de una fábrica de explosivos y a menos de 1.000 de zona habitada por lo que es posible que incumpla directivas básicas como directiva Seveso.

### Proyectos de planta de regasificación y de producción eléctrica en el puerto de la luz (Gran Canaria)

Este proyecto gasista, también promovido por Totisa, pretende integrar una planta de gasificación, bunkering y una de generación de 70 MW en el puerto con un sistema de suministro eléctrico que permitirá atender las necesidades energéticas de buques e industrias en el área portuaria. Sus promotores señalan que sus motores son compatibles en un 25 % con el hidrógeno. Además, el gas y la electricidad darán soporte al resto de la isla. También pretenden dar uso al metano que se extrae de los vertederos. El proyecto está cerca de una fábrica de explosivos y a menos de 1.000 de zona habitada por lo que es posible que incumpla directivas básicas como directiva Seveso.

### ¿Y ahora qué? Soluciones a la emergencia climática y a la crisis del gas

Si nos atenemos a los escenarios que dibuja la UNEP<sup>87</sup> junto con consultoras de referencia internacional en el sector energético, hay poco espacio para la expansión del consumo de gas fósil. Pero como se ha discutido con anterioridad, el gas es promocionado como un combustible de transición. Con ello se quiere difundir la arriesgada idea de que se han de impulsar nuevas infraestructuras para aumentar su penetración en el mix energético.

Habitualmente se plantea el falso dilema de defender el gas como una alternativa más ecológica que el carbón. Sin embargo, si consideramos las proyecciones compatibles con los objetivos del Acuerdo de París, los modelos solo anticipan la necesidad de reducir el consumo de gas. La función temporal del gas fósil se limita a simplemente desparecer a un ritmo algo menor que el petróleo o el carbón. No hay margen para incentivar su consumo.

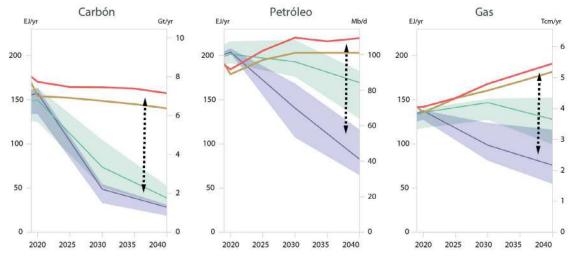


Figura 25. Fuente: The Production Gap Report 2021 (UNEP et all, 2021).

Nota: en el grafico se visualizan los distintos escenarios de reducción de tres combustibles fósiles para 2040. En rojo se muestra la producción del combustible según los planes actuales de los países, en ocre la producción comprometida por los planes de reducción de emisiones, en turquesa la producción compatible con un escenario de aumento de 2°C de temperatura global, y en azul oscuro los compatibles con un aumento de 1,5°C. En estos dos últimos escenarios se observa una reducción de la producción, aún teniendo en cuenta los márgenes de error (expresadas mediante las bandas semitransparentes.

Así, los escenarios energéticos modelizados por Ecologistas en Acción "Hacia un escenario energético justo y sostenible en 2050" (2015)88 y el "PAC compatible scenario"89 por la CAN Europe describen el camino que debe seguir el abandono del gas en el contexto europeo y del Estado español. El contexto actual no puede ser más que un aliciente para acelerar la necesaria transformación del sistema eléctrico, los hogares y la industria.

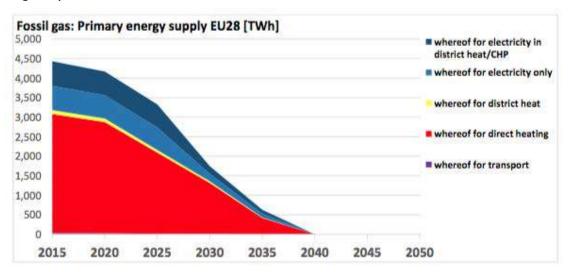


Figura 26. Escenario de evolución del Gas fósil como suministro de energía primaria. Fuente: PAC compatible escenario. CAN Europe.

#### LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO

La subida del gas ha puesto muy claramente de manifiesto la estafa que supone el mercado marginalista de fijación de precios de la electricidad, que genera enormes beneficios caídos del cielo para las grandes empresas del sector eléctrico. Como se ha visto en el cuadro Análisis del mecanismo de Tope al Gas, el tope al gas ha reducido el impacto de la escalada de los precios del gas, pero seguimos teniendo precios insostenibles desde el punto de vista social y económico.

Es necesaria una reforma integral de un sistema eléctrico oligopólico, injusto y especulativo, basado en la producción con tecnologías fósiles, que contribuyen enormemente al cambio climático. Se ha de pasar a un modelo 100% renovable, democrático y donde el autoconsumo, las comunidades energéticas y el sector público tengan un papel central en la propiedad y la planificación. Además, hay que avanzar hacia un modelo de retribución en el que la energía se pague a su debido precio, sin sobrebeneficios desproporcionados.

En ese sentido, proponemos una serie de medidas que deberían ser puestas en marcha de forma inmediata, siendo conscientes de que unas tendrán efectos a corto plazo, disminuyendo el precio de la luz ahora, y otras más sistémicas que, por sus plazos de ejecución, tendrán efectos a medio y largo plazo. Es por esto por lo que se han dividido en dos bloques, las medidas de contingencia y las medidas estructurales.

#### A) Medidas de Contingencia

- Una tarifa social que garantice el acceso al suministro eléctrico a todas las personas, partiendo del principio de que éste es un derecho básico.<sup>90</sup>
- Cambiar el sistema de fijación de precios marginalista para diferenciar las tecnologías marginales de las inframarginales y que este sistema sea transparente.

▶ Gestionar la demanda de electricidad para adaptarla a la oferta en función del precio del gas y de la disponibilidad de fuentes renovables autóctonas. Habría que valorar la opción de reducir el consumo de forma considerable (del orden del 20-30%) para disminuir drásticamente la cantidad de fósiles y nucleares a emplear en la generación. Otra opción complementaria sería implementar una tarifa por tramos en función de la energía consumida, responsabilizando del sobrecoste y de las emisiones a quienes más consuman en relación a sus necesidades.

#### **B)** Medidas Estructurales

- Una auditoria de costes de la producción que sirva de base para la reforma del sistema hacia uno basado en los costes reales, que evite los beneficios caídos del cielo y otras sobrerretribuciones que recibe el oligopolio eléctrico.
- Impulso al autoconsumo y a las comunidades energéticas mediante:
  - Una línea de financiación de las instalaciones a bajo interés.
  - Una revisión de la concesión de subvenciones para que lleguen a los sectores más desfavorecidos.
  - Formación de profesionales para llevar a cabo un rápido despliegue.
  - Agilizar los trámites en relación a las administraciones locales y a las distribuidoras.
  - Crear una red de oficinas locales de información y promoción de las mismas.
- Creación de entidades del sector público productoras de energía en 4 áreas claves:
  - Recuperación de las concesiones hidroeléctricas.
  - Gestionar y controlar la expansión del almacenamiento hidráulico.
  - Inversión en nuevas centrales de generación renovables.
  - Gestionar la red de transporte y distribución.
- ▶ Un plan de ahorro, eficiencia y rehabilitación energética mucho más ambicioso, tanto en el ámbito de los hogares como en la industria, administración y comercios.

# PROPUESTAS PARA REDUCIR EL CONSUMO DE GAS EN NUESTRAS CASAS Y COMERCIOS

Las soluciones tecnológicas para sacar el gas de nuestros hogares ya están maduras y disponibles, son los sistemas térmicos renovables. Sin embargo, es necesario que vayan acompañadas de políticas de implantación, que faciliten la reducción del consumo de los edificios y mejoren la eficiencia. De esa manera, los consumos energéticos de dichos sistemas estarán más dimensionados y se perderá menos energía.

#### A) Medidas de contingencia:

- ▶ Una tarifa social que garantice el acceso al suministro térmico a todas las personas, partiendo del principio de que éste es un derecho básico<sup>91</sup>.
- Rehabilitación express de fachadas, envolventes y ventanas para disminuir la pérdida energética.
- Promoción del cambio de sistemas térmicos con prioridad para aquellos hogares en situación de vulnerabilidad.
- Limitación de los precios del alquiler para la protección de las personas.

#### **B) Medidas estructurales:**

- ▶ 1) Plan de rehabilitación profunda y aislamiento de las viviendas.
- 2) Acabar con la subvención directa o indirecta del gas fósil.
- 3) Concluir con los planes Renove de calderas de gas y sustituirlos por sistemas térmicos renovables.
- ▶ 4) Prohibir la venta e instalación de calderas de gas a partir de 2025.
- ▶ 5) Dejar de incentivar el desarrollo y la ampliación de la red gasística en contextos urbanos, pero especialmente en el rural.

#### ALTERNATIVAS AL CONSUMO DE GAS EN EL ÁMBITO INDUSTRIAL.

Mientras que en Europa el consumo de gas del sector industrial representa el 27% del total, en el Estado español alcanza el 60%. Es por ello por lo que es tan importante abordar la transformación de este sector desde una perspectiva ecosocial.

En el contexto europeo tres sectores industriales contribuyen a dos tercios de la demanda de gas natural de la industria de la UE: el químico, el alimentario y el de minerales no metálicos (vidrio y cerámica). La aplicación de todas las alternativas disponibles en estos sectores podría contribuir a reducir hasta un 25% del consumo total de gas de la industria de la UE en los próximos 5 años.<sup>92</sup>

El sector industrial es consciente de la necesidad de descarbonización y transformación de sus procesos, o al menos así lo exponen en algunos foros y comunicaciones. Sin embargo, una de las primeras medidas a tomar (todavía pendiente) sería una reflexión ciudadana de los usos energéticos industriales que necesitamos como sociedad. Plantear qué industrias necesitamos para la transición energética y para el buen vivir y priorizar la descarbonización de dichas industrias. Estableciendo planes de transición justa para los sectores o empresas que se decidan abandonar en el futuro.

Actualmente existen alternativas de transformación para abandonar el consumo del gas fósil, si bien implican en general inversiones importantes. Para las aplicaciones de temperaturas bajas o medias, como pueden darse en gran medida en el sector de la alimentación y otros, existen alternativas comerciales basadas en energía solar térmica de concentración. Por su parte, en muchas aplicaciones de alta temperatura el paso de consumo de gas fósil a biogás es prácticamente inmediato. Para ciertas aplicaciones puede ser de interés el consumo de hidrógeno, si bien en la actualidad es caro y comercialmente le falta madurez.

Otras alternativas como la utilización de biomasa, ya sea sólida o gasificada, pueden ser importantes. Estas deberían ser implementadas siempre que se cumplan criterios de sostenibilidad estrictos, y con reducción certificada de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, que incluyan un análisis del ciclo de vida. Por ello la biomasa debería provenir principalmente de restos de poda, forestales, de montes gestionados de forma sostenible, de entornos cercanos y mediante las mejores técnicas disponibles.

En cualquier caso, la quema de combustibles, aunque estos sean renovables, debe ser minimizada mediante su combinación con sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica, ya sea de baja temperatura o de media y alta temperatura mediante concentración.

### Listado de figuras

- Figura 1. Mapa "Ejes prioritarios de gasoductos de gas natural propuestos. Diciembre 2003". Fuente INOGATE. Proyectos de interés Pan-europeo.
  - Figura 2. Esquema de FRSU. Fuente: SNAM CCE
  - Figura 3. FSRU TOSCANA, tras la conversión del gasero Golar Frost. Fuente: gCaptain Daily.
  - Figura 4. Nivel de almacenamiento y objetivo del 80% a 2 de septiembre 2022. Fuente Bruegel
- Figura 5. Porcentaje de llenado de los Almacenamientos Subterráneos. Serie Enero- septiembre 2022. Fuente: elaboración propia a partir de agsi.gie.eu
- Figura 6. Porcentaje de llenado de los Almacenamientos Subterráneos incorporando la capacidad de El Musel. Serie Enero- Septiembre 2022. Fuente: elaboración propia a partir de agsi.gie.eu
- Figura 7. Importaciones de GNL de EEUU sobrepasa las importaciones de gas ruso por gasoducto en Junio 2022. Fuente: International Energy Agency.
- Figura 8. Mapa europeo de infraestructuras para el gas PCIs y proyectos adicionales identificados a través de REPowerEU, incluyendo los corredores de hidrógeno. Fuente: Comunicación RePowerEU Plan
- Figura 9. Europa puede salir de las importaciones de gas ruso en 2025. Fuente: análisis de Bellona, Ember y RAP.
  - Figura 10. Evolución de los precios TTF Gas (€/MWh). Serie enero-marzo 2022. Fuente: DNV.
- Figura 11. Precio medio final de la electricidad (€/MW). Serie 2018-2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Esios
- Figura 12. Evolución del mercado mayorista (€/MWh). Serie 2022 (Enero Septiembre). Fuente: Elaboración propia a partir de Esios
- Figura 13. Precio Diario Final vs PVB MIBGAS. Serie diciembre 2021- agosto 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de Esios
- Figura 14. Consumo mundial de gas fósil por regiones, 1965-2021. Elaboración propia a partir de datos estadísticos de BP.
- Figura 15. Generación de electricidad con gas fósil. Serie 1990-2020. Elaboración propia a partir de datos del Balance energético de España.
- Figura 16. Consumo de gas en España por sector. Serie 1990-2020. Elaboración propia a partir de datos del Balance energético de España.
- Figura 17. Consumo agregado de gas en España por sector. Serie 1990-2020. Elaboración propia a partir de datos del Balance energético de España
- Figura 18. Consumo de gas natural en España por sectores (2020). FUENTE: Elaboración propia a partir de datos del balance energético en España.
- Figura 19. Consumo de gas natural en España en los sectores industriales (2020). FUENTE: Elaboración propia a partir de datos del balance energético en España.
  - Figura 20. Infraestructuras del Sistema Gasista español. Fuente: Enagás
- Figura 21. Tanques de GNL en el patio trasero de Mugardos (Ría de Ferrol). Fuente: Estrategia de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado (EDUSI) Feder 2.014-2.020. Concello de Ferrol y Concello de Narón 37
  - Figura 22. Esquema de Reganosa. Fuente: CCE

Figura 23. Manifestación contra la Regasificadora de El Musel. 10 de Julio de 2022. Fuente: Red Gas No Es Solución

- Figura 24. Concentración delante de la sede de la UE en Barcelona para parar el TAP y el MidCat. (12/12/2017). Autor: Pere Albiac
  - Figura 25. Fuente: The Production Gap Report 2021 (UNEP et all, 2021).

Figura 26. Escenario de evolución del Gas fósil como suministro de energía primaria. Fuente: PAC compatible escenario. CAN Europe.

### Referencias

- 1 IPCC, 2022: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds.)]. Cambridge University Press. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 3056 pp., doi:10.1017/9781009325844.
- 2 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo COM(2014) 330 Estrategia Europea de la Seguridad Energética https://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014\_2019/documents/com/com\_com(2014)0330\_/com\_com(2014)0330\_es.pdf
- 3 https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20\_en
  - 4 https://ember-climate.org/insights/research/the-eus-e250-billion-gas-gamble/
- 5 https://www.paris-normandie.fr/id333852/article/2022-08-16/pres-du-havre-il-y-dix-ans-deja-le-projet-de-terminal-methanier-antifer-etait
- 6 https://www.euractiv.com/section/energy/news/croatia-to-invest-e180-million-in-lng-infrastructure/
- 7 https://www.offshore-energy.biz/gasunie-sells-remaining-eemshaven-lng-terminal-capacity-to-engie/
- 8 https://www.euractiv.com/section/energy/news/german-lng-accelerator-law-under-fire-by-environmental-ngos/
- $9 \qquad \text{https://www.euractiv.com/section/energy/news/german-government-announces-fifth-floating-lng-terminal/} \\$ 
  - 10 https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022\_Annual\_Report\_May5.pdf
  - 11 https://caneurope.org/content/uploads/2021/03/Briefing\_5th-gas-PCI-list-FV-4.pdf
  - 12 https://www.gem.wiki/Cyprus LNG Terminal
- 13 https://ec.europa.eu/info/news/inauguration-gas-interconnector-between-poland-and-slovakia-2022-aug-26\_en
  - 14 https://www.thetimes.co.uk/article/gas-terminal-plan-threatens-coalition-23r8dmcb2
  - 15 https://europeanclimate.org/stories/sweden-rejects-major-gas-terminal-on-climate-grounds/
  - 16 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\_22\_3131

17 https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=538

- 18 https://www.boe.es/diario\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-15779#:~:text=El%20Plan%20 de%20actuaci%C3%B3n%20invernal%20tendr%C3%A1%20como%20finalidad%20garantizar%20 el,infraestructuras%20principales%20del%20sistema%20gasista
- 19 Quarterly report on European gas markets (Q4 2021), European Commission, 2022. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-04/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets\_Q4%202021.pdf
- Joint Statement between the United States and the European Commission on European Energy Security, 2022. https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/25/joint-statement-between-the-united-states-and-the-europeancommission-on-european-energy-security/
- Natural gas explained. Where our natural gas comes from, US Energy Information Administration, 2022. https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php
- 22 https://science.house.gov/imo/media/doc/science\_committee\_majority\_staff\_report\_seeing\_ch4\_clearly.pdf
  - 23 https://www.gastivists.org/eu-gas-from-one-repressive-regime-to-another/
  - 24 https://www.es.amnesty.org/en-que-estamos/paises/pais/show/azerbaiyan/
- 25 https://elpais.com/internacional/2022-09-13/azerbaiyan-bombardea-localidades-armenias-en-la-frontera-comun.html
- 26 https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/podcast-sri-lanka-pakistan-veto-europeo-putin-agudiza-crisis-energetica-global/2870528/
- The urgent case for a ban on fracking, Food & Water Action Europe, 2015. https://www.foo-dandwatereurope.org/wp-content/uploads/2017/09/EuropeUrgentBanFrackingFeb2015.pdf
- 28 Racial And Economic Justice Are Integral To The Fight For Our Climate, Food & Water Watch, 2021. https://www.foodandwaterwatch.org/2021/09/10/racial-and-economic-justiceare-integral-to-the-fight-for-our-climate/
- The Threat of Fracked Gas Exports in the Rio Grande Valley, The Architectural League NY https://archleague.org/article/brownsvillefracked-gas-exports/
  - 30 https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-05/COM\_2022\_230\_1\_EN\_ACT\_part1\_v5.pdf
- 31 Energy Efficiency and its contribution to energy security and the 2030 Framework for climate and energy policy, European Commission, 2014. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\_eec\_communication\_adopted\_0.pdf
- 32 European Gas Crisis Tracker 2022, Global Energy Monitor https://globalenergymonitor.org/projects/europe-gas-tracker/european-gas-crisis-2022/
- 33 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483
- 34 https://bellona.org/news/fossil-fuels/gas/2022-03-using-repowereu-at-its-full-potential-the-role-of-hydrogen-and-direct-electrification-in-displacing-fossil-gas-demand
  - 35 https://www.e3g.org/publications/eu-can-stop-russian-gas-imports-by-2025/
  - 36 https://ember-climate.org/insights/research/eu-can-stop-russian-gas-imports-by-2025/
- 37 https://elperiodicodelaenergia.com/wp-content/uploads/2022/05/Artelys-Russian-gas-phase-out.pdf

- 38 https://corporateeurope.org/en/2022/05/eu-plans-import-hydrogen-north-africa
- 39 https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu\_ECF\_biomethane\_EU\_final\_01.pdf
- 40 https://www.clientearth.org/media/zkwjwc5t/clientearth-comments-repowereu-regulation-proposal\_2022.pdf
- 41 https://odg.cat/es/prensa/opinion-como-abordar-el-the-winter-is-coming-en-una-ue-dependiente-de-rusia-el-repowereu-la-marea/
- 42 Ver el informe de CEO y TNI "Un tratado para gobernarlos a todos" https://energy-charter-dirty-secrets.org/wp-content/uploads/2020/03/Un-Tratado-para-gobernarlos-a-todos.pdf
- 43 Ver base de datos de UNCTAD: https://investmentpolicy.unctad.org/investment-dispute-settlement?status=1000
- 44 Ver el caso detallado en: "Las petroleras contaminantes combaten las medidas sobre combustibles fósiles Rockhopper contra Italia" https://10isdsstories.org/cases/case9-es/
- 45 Ver artículo en Climate Home News: https://www.climatechangenews.com/2020/09/09/fracking-company-sues-slovenia-unreasonable-environmental-protections/
- 46 "La energética alemana RWE exige a Holanda 1400 millones por el abandono del carbón", en el Salto https://www.elsaltodiario.com/cambio-climatico/energetica-alemana-rwe-exige-holanda-1400-millones-abandono-carbon
  - "'Not appropriate': Uniper seeks compensation for Dutch coal phase-out", en Euractiv

https://www.euractiv.com/section/energy/news/not-approprite-uniper-seeks-compensation-for-dutch-coal-phase-out/

- 47 Ver la notificación de arbitraje del caso en: https://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/italaw11519.pdf
- 48 En su informe "Net Zero by 2050" https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\_CORR.pdf
- 49 Arroniz Velasco, I., 2022. Is the new Energy Charter Treaty aligned with the Paris Agreement? A reform that still falls short. Briefing Paper de E3G. Disponible en: https://9tj4025ol53byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/E3G-Briefing-Is-the-New-ECT-Aligned-with-the-Paris-Agreement.pdf
- 50 CAN Europe, 2022. Cómo la modernización del Tratado de la Carta de la Energía podría resucitar un monstruo para el clima. Disponible en: https://www.noalttip.org/como-la-modernizacion-del-tratado-de-la-carta-de-la-energia-podria-resucitar-un-monstruo-para-el-clima/
- 51 Cómo se detalla en el informe de Ecologistas en Acción y el ODG "Hidrógeno: ¿La nueva panacea? Mitos y realidades de las expectativas del hidrógeno en España". Disponible en: https://odg.cat/es/publicacion/hidrogeno-la-nueva-panacea/
- 52 https://9tj4025ol53byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/E3G-Briefing-Is-the-New-ECT-Aligned-with-the-Paris-Agreement.pdf
- 53 https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities\_en
- 54 https://reclaimfinance.org/site/en/2021/07/22/out-with-science-in-with-lobbyists-gas-nuclear-and-the-eu-taxonomy/

Informe que relaciona el lobby Europeo del gas y los beneficios que consiguen: https://friend-softheearth.eu/wp-content/uploads/2020/11/Briefing-How-the-gas-lobby-infiltrates-EU-decision-making-on-energy.pdf

- 56 https://corporateeurope.org/en/2022/04/why-europe-cant-break-free-gas-lobby
- 57 https://www.eurogas.org/purpose-and-values/members/
- 58 https://www.thenationalnews.com/world/europe/2021/11/30/nuclear-power-has-central-role-in-europes-race-to-net-zero/
- 59 https://www.ecologistasenaccion.org/195550/la-sociedad-civil-se-planta-ante-los-combusti-bles-fosiles/
- 60 https://www.metropoliabierta.com/vivir-en-barcelona/dinosaurio-gigante-barcelona\_53908\_102.html
- 61 https://ecostandard.org/wp-content/uploads/2022/01/20220124\_Platform\_finance\_CDA\_response.pdf
  - 62 https://twitter.com/UeEspana/status/1484244587673702400?s=20
- 63 https://www.iigcc.org/news/iigcc-publishes-open-letter-calling-for-gas-to-be-excluded-from-the-eu-taxonomy/
- Artículo de opinión detallando más los beneficios de la industria alemana y francesa con respecto a la taxonomía: https://blogs.elconfidencial.com/medioambiente/tribuna/2022-07-01/taxonomia-union-europea-francia-alemania\_3452792/ publicado originalmente el 1 de julio de 2022.
- 65 https://dailyusanews.org/taxonomy-12-ngos-launch-legal-challenge-against-eus-bid-to-label-nuclear-and-gas-as-green/
- 66 https://www.wwf.eu/?7544416/NGOs-walk-out-of-expert-Taxonomy-group-over-lack-of-independence
  - 67 https://www.ft.com/content/42320458-dfeb-4f5e-9655-aba281cef662
- 68 https://www.eldiario.es/economia/operador-mibgas-indemnizar-expresidente-ra-joy\_1\_1080997.html
- 69 https://www.austral.edu.ar/instituto-de-energia/2022/02/23/el-comercio-mundial-de-gnl-aumenta-un-6-en-2021-por-la-mayor-demanda-de-asia/
- 70 https://gnlglobal.com/brasil-necesita-mas-gnl-ya-que-se-encuentra-en-medio-de-la-peor-sequia-registrada-en-las-ultimas-decadas/
- 71 Natural Gas Explained. Natural Gas pipelines. U.S. Energy Information Agency https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-pipelines.php
- Natural Gas Flaring and Venting. U.S. Department of Energy. 2019 https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20 en
- 73 Comisión Europea, Informe de evaluación de impacto que acompaña a la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la reducción de las emisiones de metano en el sector de la energía y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/942, diciembre de 2021, p. 79.
- 74 Comisión Europea,. Evaluación de impacto inicial: Propuesta de Acto Legislativo para reducir las emisiones en los sectores del petróleo, el gas y el carbón, 2020, p, 4.
- 75 Infome del Sistema Eléctrico 2007. REE https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2007

76 https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2021/12/13024754/CATF\_EUMethane\_Report\_ Proof\_12.10.21.pdf

- 77 https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Fourth-IMO-Greenhouse-Gas-Study-2020.aspx
  - 78 https://theicct.org/publication/the-climate-implications-of-using-lng-as-a-marine-fuel/
- 79 https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/publicaciones/informe-sistema-gasista/Informe-sistema-gasista-2021.pdf
- 80 Balance energético español, para España, y datos estadísticos de la Agencia Internacional de la Energía, para el consumo a nivel mundial.
- 81 Informe del Sistema Eléctrico 2021. REE https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2021
  - 82 https://ieefa.org/resources/gas-spain-still-oversupplied-and-overcompensated
- 83 https://albertbanalestanol.com/wp-content/uploads/hacia-cero-emisiones-netas\_resumenejecutivo\_y\_conclusiones.pdf
  - 84 https://www.ecologistasenaccion.org/97935/informe-los-mitos-del-midcat/
  - 85 http://gasoducte.blogspot.com
  - 86 https://www.frentecanariocontraelgas.es
  - 87 https://productiongap.org/2021report/
- 88 https://www.ecologistasenaccion.org/31234/hacia-un-escenario-energetico-justo-y-sostenible-en-2050-2/
- 89 https://caneurope.org/achievements/paris-agreement-compatible-pac-scenario-vision-transition/
- 90 https://www.ecologistasenaccion.org/186730/informe-una-tarifa-social-como-respuesta-ante-la-pobreza-energetica/
  - 91 https://www.ecologistasenaccion.org/190506/informe-la-tarifa-social-termica/
  - 92 https://climact.com/en/opportunities-to-get-eu-industry-off-natural-gas-quickly/

# A VUELTAS CON EL GAS

#### ¿LA LLAVE DE LA CRISIS O UN PELIGRO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

#### Andalucía

Parque San Jerónimo, s/n 41015 Sevilla. Tel./Fax: 954903984 andalucia@ecologistasenaccion.org

#### Aragón

Gavín, 6 (esquina c/ Palafox) 50001 Zaragoza, Tel: 629139609, 629139680 aragon@ecologistasenaccion.org

#### **Asturies**

Apartado no 5015 33209 Xixón. Tel: 985365224 asturias@ecologistasenaccion.org

#### **Canarias**

C/ Dr. Juan de Padilla, 46, bajo 35002 Las Palmas de Gran Canaria. Avda. Trinidad, Polígono Padre Anchieta, Blq. 15 La Laguna (Tenerife). Tel: 928960098 922315475 canarias@ecologistasenaccion.org 38203

#### Cantabria

Apartado no 2 39080 Santander . Tel: 608952514 cantabria@ecologistasenaccion.org

#### Castilla y León

Apartado no 533 47080 Valladolid. castillayleon@ecologistasenaccion.org

#### Castilla La Mancha

Apartado no 20 45080 Toledo. Tel: 608823110 castillalamancha@ecologistasenaccion.org

#### Catalunya

Carrer d'Onzinelles, 31 08014 Barcelona (La Lleialtat Santsenca). Tel: 648761199 catalunya@ecologistesenaccio.org

#### Ceuta

C/ Isabel Cabral, 2, ático 51001 Ceuta. ceuta@ecologistasenaccion.org

#### Comunidad de Madrid

C/Peñuelas, 12 2800 5 Madrid. Tel: 915312389 comunidaddemadrid@ecologistasenaccion.org

#### **Euskal Herria**

C/ Pelota, 5 48005 Bilbao Tel: 944790119. euskalherria@ekologistakmartxan.org C/San Agustín 24 31001 Pamplona. Tel. 948229262. nafarroa@ekologistakmartxan.org

#### Extremadura

Apartado no 334 06800 Mérida. Tel: 638603541 extremadura@ecologistasenaccion.org

#### Galiza

C/ Juan Sebastián Elcano, 4, 5o A, 15002 A Coruña. Tel: 686732274 coruna@ecoloxistasenaccion.gal

#### La Rioja

Apartado no 363 26080 Logroño. Tel: 941245114 616387156 larioja@ecologistasenaccion.org

#### Melilla

C/ Colombia, 17 52002 Melilla. Tel: 951400873 melilla@ecologistasenaccion.org

#### Navarra

C/Paseo del Cristo, 4. Edificio El Molinar. 31500 Tudela (Navarra) Teléfono: 659 135 121 navarra@ecologistasenaccion.org

#### País Valencià

C/Tabarca, 12 entresòl 03012 Alacant. Tel: 965255270 paisvalencia@ecologistesenaccio.org

#### Región Murciana

Avda. Intendente Jorge Palacios, 3 30003 Murcia. Tel: 968281532 629850658 murcia@ecologistasenaccion.org



