

# Capacidad y remuneración excesivas en el sector del gas español

*Seguridad y diversidad de suministro a un alto precio para los consumidores*

## Resumen

Los beneficios de Enagás (acrónimo de Empresa Nacional de Gas), la empresa encargada del servicio público de conducción y suministro de gas natural en España, no están impulsados por la demanda de los consumidores ni por la eficiencia de la empresa, sino por un marco regulatorio que garantiza a Enagás una tasa fija de rentabilidad de sus inversiones en infraestructuras gasistas, independientemente de si el país realmente las necesita. Durante años Enagás ha estado utilizando la «seguridad y diversidad del suministro» como excusa para construir o ampliar plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL), gasoductos de transporte de gas natural y almacenamientos de gas. Sin embargo, estas inversiones han llevado a índices muy bajos de utilización de las infraestructuras gasistas, así como a algunas de las facturas de gas más elevadas de Europa. La demanda de gas en España no ha aumentado desde 2008 y los consumidores españoles están pagando tarifas increíblemente elevadas por infraestructura que no se está utilizando. Los dos principales accionistas de Enagás, con un 5 % cada uno, son el Gobierno de España y Amancio Ortega, un multimillonario español.

En general, el Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés) considera que la estructura de retribución de las actividades reguladas ha sido compleja y le ha faltado claridad en algunas áreas, lo que ha dificultado su análisis por parte de un tercero y ha aumentado el riesgo de pago en exceso. En el nuevo marco regulatorio (2021-2026) se han reducido algunos componentes de la remuneración de Enagás, pero otros han aumentado. Esto plantea dudas sobre si realmente se reducirán los beneficios para proteger mejor a los consumidores durante este nuevo periodo reglamentario.

**En los últimos 10 años el índice medio de utilización de la capacidad de GNL instalada apenas ha llegado al 27 % y descendió a tan sólo el 20 % en 2015 y 2016.**

Enagás tiene previsto invertir en nuevos proyectos impulsados por el «camino de descarbonización hacia la neutralidad en emisiones de gases de efecto invernadero para 2050», basándose en que se necesitan gases renovables para descarbonizar la

economía de España<sup>1</sup>. Esta situación plantea dos cuestiones cruciales: ¿cómo pueden los organismos reguladores garantizar que estas nuevas inversiones no darán lugar a más activos varados en el futuro y que los clientes no se verán obligados a asumir los costes, otra vez, por proyectos de gas innecesarios? En opinión de IEEFA, existe un riesgo importante de que se repita el error de construir infraestructura en exceso y de que los consumidores españoles de gas se vean obligados a cubrir los costes.

---

<sup>1</sup> Se considera que el biogás, el biometano, el hidrógeno verde y el gas natural sintético (GNS) son gases renovables.

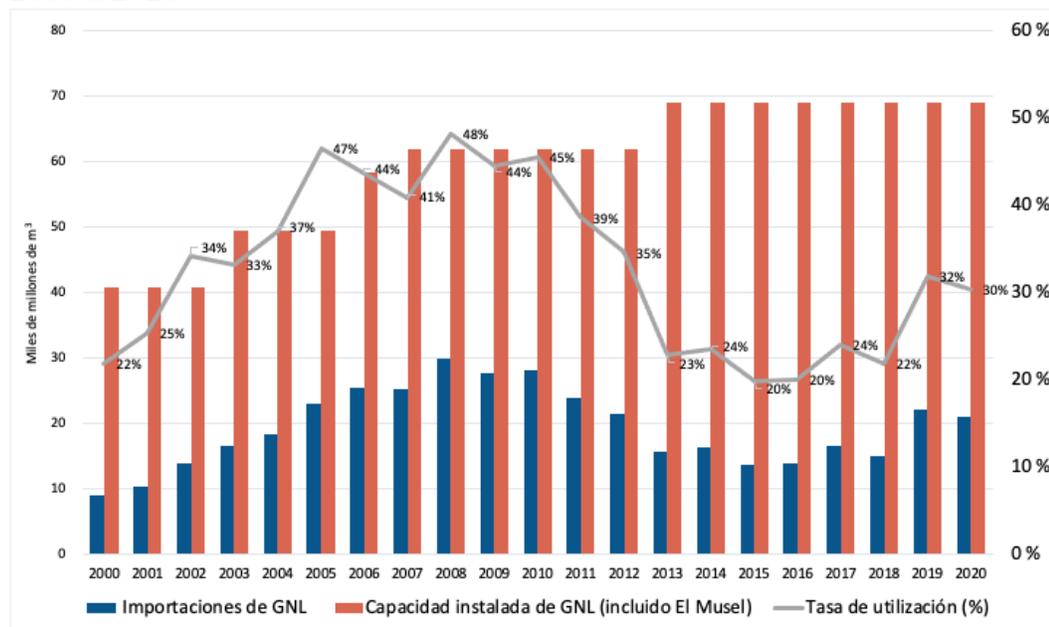
<b>Índice</b>	
Resumen.....	1
Exceso de capacidad en la infraestructura gasista.....	4
Principales actividades de Enagás.....	8
Oleoductos internacionales.....	10
Ingresos de Enagás.....	14
Demanda y tarifas de gas en España.....	18
Regulación de la tasa de retribución.....	22
El marco regulatorio de España.....	25
Nuevo marco regulatorio 2021-2026.....	28
La descarbonización: nueva justificación para la inversión.....	31
Conclusión.....	34
Sobre los autores.....	37

## Exceso de capacidad en la infraestructura gasista

### *Las plantas de GNL se infrutilizan continuamente*

En 2015 y 2016 solo se utilizó el 20 % de la capacidad de GNL instalada en España. En los últimos 20 años el índice anual de utilización nunca ha llegado al 50 %.

#### Ilustración 1: importaciones españolas de GNL y capacidad instalada\*, de 2000 a 2020



Fuente: revisiones estadísticas de BP, Enagás y cálculos de IEEFA.

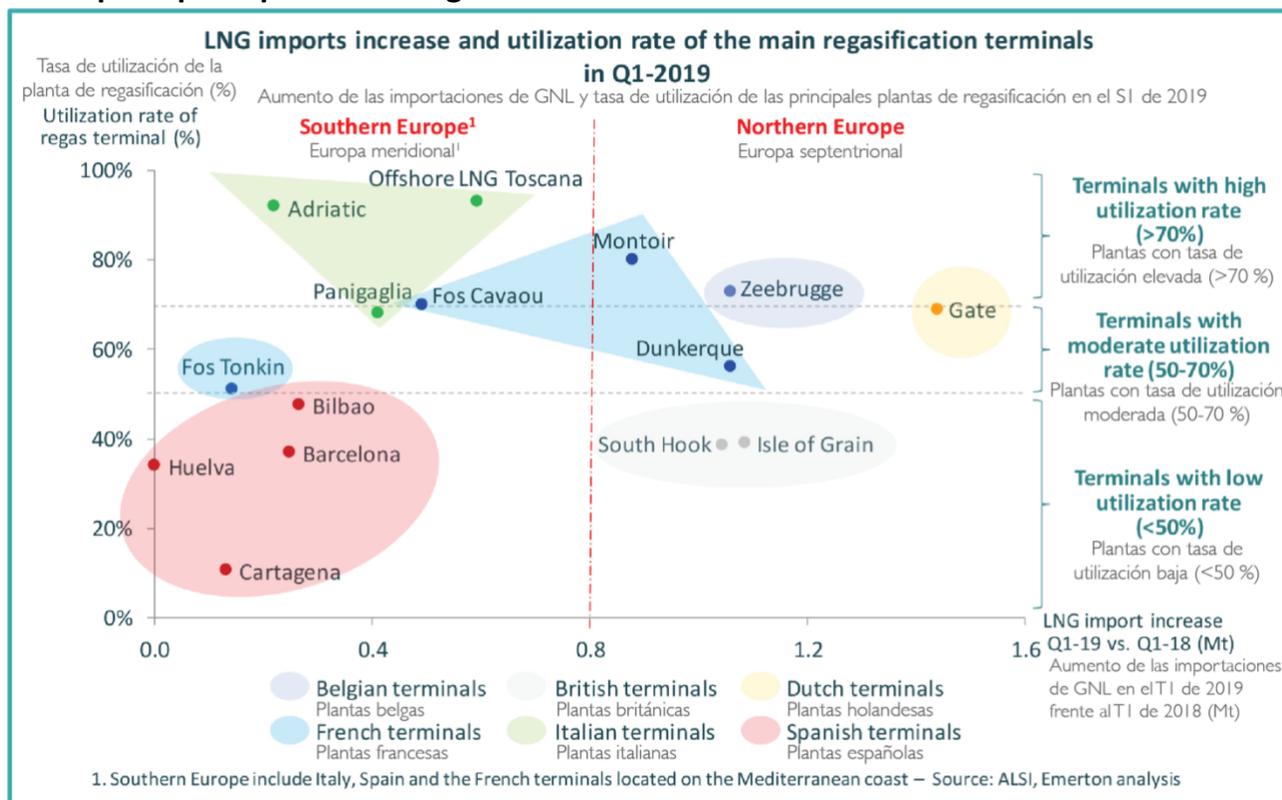
\*La capacidad instalada incluye la planta de El Musel, que lleva hibernando desde su construcción en 2013.

El índice anual de utilización de las plantas de GNL en España es bajo en comparación con otras plantas de Europa (véase la ilustración 2).

En Europa existen 28 plantas de importación de GNL. Siete de ellas están en España: seis son plantas de GNL operativas y una se encuentra en estado de hibernación. Las plantas de GNL que están operativas representan casi un tercio de la capacidad de importación de GNL de Europa<sup>2</sup>, pero sus índices de utilización son de los más bajos del continente.

<sup>2</sup> Global LNG Hub. LNG in Europe 2020. Diciembre de 2020.

### Ilustración 2: aumento de las importaciones de GNL y tasa de utilización de las principales plantas de regasificación<sup>3</sup>



Fuente: análisis de ALSI y Emerton; traducciones de IEEFA.

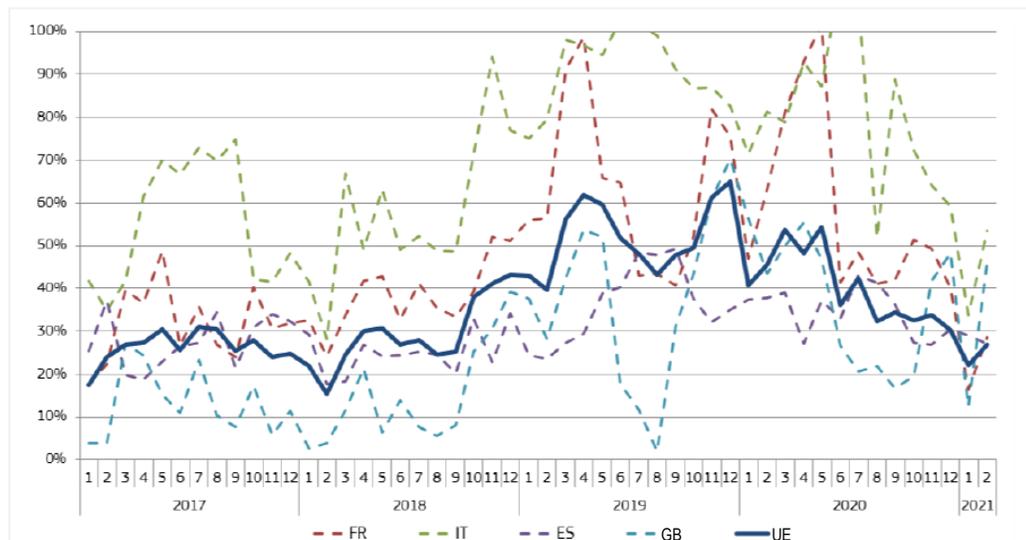
Nota: entre las plantas de Europa meridional se incluyen las que Italia, España y Francia tienen en la costa mediterránea.

En diciembre de 2020 el índice mensual medio de utilización de GNL de la UE cayó al 30 %, el más bajo desde 2018. El índice de utilización fue superior al medio en Italia y Francia, e inferior en el Reino Unido. Aunque en octubre y noviembre el índice de utilización en España fue inferior al medio de la UE, en diciembre se igualó con el del continente<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Emerton. *Energy Market Insights*. Mayo de 2019.

<sup>4</sup> Comisión Europea. *Quarterly Report on European Gas Markets*. 2021.

### Ilustración 3: índice mensual medio de utilización de plantas de regasificación en la UE y en algunos países importadores de GNL destacados



Fuente: cálculos de las importaciones de GNL efectuados por la Comisión teniendo en cuenta los movimientos de buques cisterna comunicados por Refinitiv. Las capacidades de regasificación están basadas en datos del Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado (GIINGL) y Gas Infrastructures Europe (GIE).

### Contexto: Enagás y sus plantas de GNL

Enagás S. A. es una empresa española que actúa como gestor de red de transporte (GRT) europeo, siendo la propietaria y operadora de la red de transporte de gas del país.

El Gobierno español fundó Enagás en 1972 con el objetivo de crear una red nacional de gasoductos. Tras su privatización en 1994, Gas Natural adquirió una participación mayoritaria en la empresa. A partir de la escisión de Enagás en 2002, Gas Natural fue disminuyendo gradualmente su participación hasta un 5 %, el máximo permitido por el Gobierno para cualquier accionista después del 30 de diciembre de 2006. La Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) posee el 5 % de Enagás desde 2006. Los dos principales accionistas de Enagás, con un 5 % cada uno, son el Gobierno de España y Amancio Ortega, un multimillonario español.

Enagás es una de las mayores propietarias de plantas de GNL del mundo<sup>5</sup>. La empresa gestiona cinco plantas de importación de GNL en España, siendo la propietaria absoluta de las plantas de Barcelona, Huelva y Cartagena, y del 70 % de la planta de Bilbao y el 72,5 % de la de Sagunto.

Otra planta de GNL, la de Mugardos en El Ferrol, está gestionada por Reganosa, cuyos propietarios son el Grupo Tojeiro (50,4 %), el Gobierno de Galicia (24,6 %), First State Regasificadora (15 %) y Sonatrach (10 %). La planta de GNL de Mugardos

<sup>5</sup> Enagás. [Transportista de gas natural](#). 2021.

tiene prevista una expansión de 3600 millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) para 2023 y se están construyendo otras dos: una en Tenerife y otra en Gran Canaria.

Barcelona tiene la mayor capacidad de regasificación de España, pero solo ha llegado a un índice de utilización del 33 % de esa capacidad en los últimos seis años. Excluida la planta en hibernación de El Musel, también propiedad de Enagás, la de Cartagena es la que ha tenido el índice de utilización más bajo, el 7 %.

**Tabla 1: plantas de regasificación de GNL en España**

Plantas de importación de GNL	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Capacidades de importación (miles mill. m<sup>3</sup>/año)</b>	<b>68,9</b>	<b>68,9</b>	<b>68,9</b>	<b>68,9</b>	<b>68,9</b>	<b>68,9</b>
Barcelona	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Huelva	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Cartagena	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Bilbao	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Sagunto	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Mugardos, El Ferrol	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
El Musel (en hibernación)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
<b>Volúmenes importados (miles mill. m<sup>3</sup>/año)</b>	<b>13,7</b>	<b>13,8</b>	<b>16,6</b>	<b>15,0</b>	<b>21,9</b>	<b>20,9</b>
Barcelona	3,4	3,2	5,5	5,5	5,7	4,2
Huelva	3,0	3,6	4,5	4,2	5,1	4,5
Cartagena	1,3	1,0	0,8	1,0	1,8	3,1
Bilbao	2,1	1,6	2,7	2,9	6,0	5,3
Sagunto	2,5	3,1	1,9	0,2	2,2	1,8
Mugardos, El Ferrol	1,5	1,2	1,0	1,2	1,3	2,0
El Musel (en hibernación)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Tasas de utilización (%)</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>	<b>24 %</b>	<b>22 %</b>	<b>32 %</b>	<b>30 %</b>
Barcelona	20 %	19 %	32 %	32 %	33 %	25 %
Huelva	25 %	30 %	38 %	36 %	43 %	38 %
Cartagena	11 %	8 %	7 %	8 %	15 %	26 %
Bilbao	23 %	18 %	31 %	33 %	68 %	60 %
Sagunto	28 %	35 %	22 %	2 %	25 %	21 %
Mugardos, El Ferrol	41 %	34 %	29 %	32 %	35 %	55 %
El Musel (en hibernación)	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Fuente: revisiones estadísticas de BP, CORES y cálculos de IEEFA.

La planta de GNL de El Musel, situada en Gijón (Asturias), en la costa norte de España, quedó terminada en 2013 pero entró inmediatamente en estado de hibernación. Según el Real Decreto-ley 13/2012, El Musel permanecerá en «hibernación» hasta que la demanda lo justifique<sup>6</sup>. En diciembre de 2018 el importe en libros de esta inversión ascendía a un total de 378,9 millones de euros. Si bien la planta de regasificación de El Musel no ha estado en funcionamiento, Enagás tiene derecho a recibir una compensación para garantizar la recuperación de los costes que conllevan las demoras, así como una cuota por los costes que requieren la explotación y el mantenimiento (O&M) de la planta de modo que esté lista para

<sup>6</sup> King & Spalding. *An Overview of LNG Import Terminals in Europe*. 2018.

ponerla en servicio si es necesario<sup>7</sup>. Entre 2015 y 2020 Enagás Transporte, S. A. U. recibió 19,4 millones de euros anuales en concepto de remuneración financiera por El Musel y 4,2 millones en concepto de gastos de explotación y mantenimiento, sumando un total de 23,6 millones de euros. Se esperan cantidades similares en el nuevo periodo regulatorio.

En España los expedidores recaudan una parte de las retribuciones permitidas a las plantas de GNL a través de un mecanismo de compensación, de tal manera que los pagos por capacidad son facturados directamente a los consumidores nacionales. Las cantidades repercutidas a los consumidores conectados a redes locales no dependen de la utilización de plantas de GNL, sino de los costes incurridos para garantizar el suministro y los costes que conlleva la hibernación de la planta de GNL de El Musel<sup>8</sup>.

La reactivación de El Musel se está considerando ocho años después de que entrara en estado de hibernación. LNG9, una empresa con sede en Singapur, está construyendo una planta de turbinas de gas de ciclo combinado de 1600 megavatios (MW) en las inmediaciones de la planta de regasificación de El Musel de Enagás, con cuya asistencia LNG9 también ha propuesto la construcción una planta para producir hidrógeno a partir de gas natural utilizando tecnología de captura de carbono<sup>9</sup>.

Alrededor del 98 % del hidrógeno que se produce actualmente proviene del reformado de metano o de la gasificación de carbón o de materiales similares procedentes de combustibles de origen fósil; solo cerca del 1 % de la producción de hidrógeno a partir de combustibles de origen fósil conlleva la captura y almacenamiento de carbono (CAC)<sup>10</sup>.

## Principales actividades de Enagás

El sistema gasista español está integrado por Enagás, monopolio regulado y único GRT de gran tamaño del país, junto con un GRT de pequeño tamaño y 12 transportistas<sup>11</sup>.

Principales actividades de Enagás:

I. Infraestructura:

- a) Transporte de gas: ofrece transporte de gas a través de una red de gasoductos.

---

<sup>7</sup> Enagás Financiaciones, S. A. U. [Guaranteed Euro Medium Term Note Programme Guaranteed by Enagás S.A.](#) 28 de mayo de 2021.

<sup>8</sup> Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. [The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs.](#) 6 de abril de 2020.

<sup>9</sup> El Comercio. [Un grupo de Singapur plantea construir un ciclo combinado en El Musel.](#) 10 de julio de 2021.

<sup>10</sup> Global CCS Institute. [Blue Hydrogen.](#) Abril de 2021.

<sup>11</sup> Consejo de Reguladores Europeos de la Energía. [Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019.](#) 28 de enero de 2020.

- b) Regasificación: devuelve el gas natural licuado (GNL) a su estado gaseoso y lo almacena en tanques criogénicos.
  - c) Almacenamiento: gestiona instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.
- II. Gestión técnica: coordina el proceso de acceso, almacenamiento, transporte y distribución, mantenimiento de la infraestructura gasista y garantía de la continuidad y seguridad del suministro de gas.
- III. Actividades no reguladas: operaciones y transacciones liberalizadas.

Enagás está presente en Albania, Chile Estados Unidos, Grecia, Italia, México y Perú, y participa en el proyecto del gasoducto transadriático (TAP)<sup>12</sup>.

Los ingresos anuales de Enagás provienen de actividades reguladas y no reguladas. Los ingresos regulados de Enagás dependen fundamentalmente de la utilización de sus activos y del reembolso que le hace el Estado por estas actividades y por ser el gestor técnico del sistema. **En los últimos seis años el 92 % de la retribución de Enagás ha provenido de actividades reguladas.**

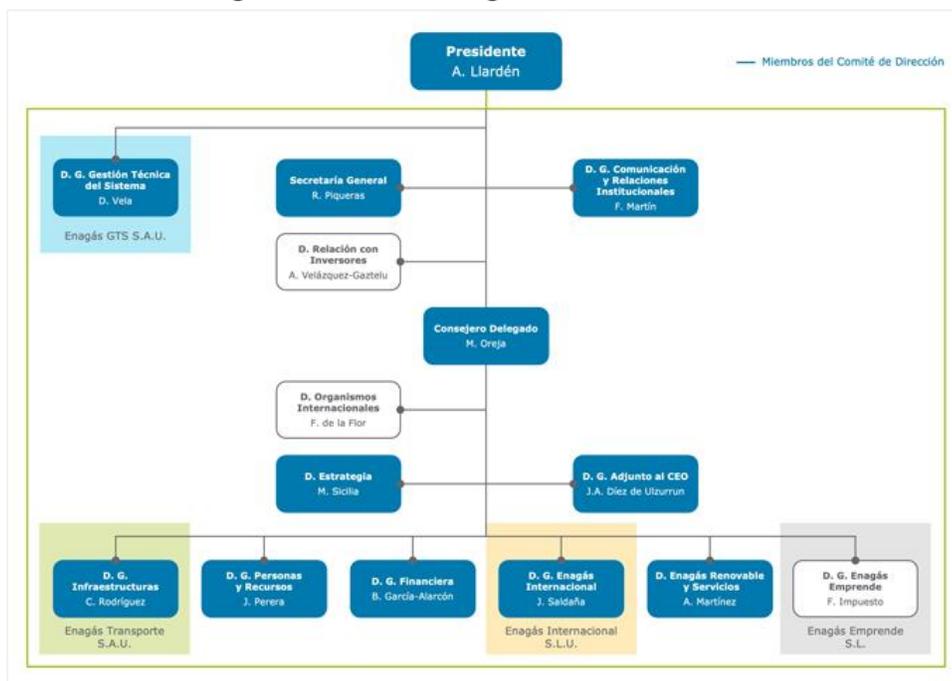
Cerca del 95 % de la retribución de la empresa deriva de su filial Enagás Transporte S. A. U. Esta unidad percibe retribuciones por el transporte y distribución de gas natural a través de su propia red de gasoductos, la explotación de instalaciones de regasificación que devuelven el gas natural líquido a su estado gaseoso, y el mantenimiento de sus instalaciones de almacenamiento de gas natural<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup> Trans Adriatic Pipeline. [TAP's shareholders](#). 2021.

<sup>13</sup> Pitchbook. [Enagás Overview](#). 2021.

#### Ilustración 4: organización de Enagás



Fuente: Enagás.

Enagás GTS, una empresa perteneciente al grupo Enagás S. A. (al que también pertenece Enagás Transporte), es el gestor legalmente designado del sistema gasista. Enagás Transporte del Norte S. A. U. posee 450 kilómetros de gasoductos de alta presión y la conexión internacional de Irún<sup>14</sup>.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico determina anualmente mediante una orden la remuneración de Enagás por cumplir sus obligaciones como gestor técnico del sistema.

## Oleoductos internacionales

### Índice medio de utilización del 61 %

El consumo de gas en el mercado español depende de importaciones que se realizan a través de gasoductos con puntos de conexión internacional con África, Francia y Portugal, así como de sus plantas de GNL<sup>15</sup>.

Hay dos gasoductos que traen gas argelino desde el norte de África. El gasoducto Magreb-Europa (MEG) trae 12 500 Mm<sup>3</sup> anuales de gas desde el yacimiento de Hassi R'Mel, en el norte de Argelia, hasta Tarifa, en el suroeste de España, pasando por

<sup>14</sup> Enagás. Enagás cierra con EDP la adquisición del 90% de Naturgas Energía Transporte. 15 de febrero de 2013.

<sup>15</sup> Enagás. (incorporated with limited liability in the Kingdom of Spain). Enagás Financiaciones, S.A.U. (incorporated with limited liability in the Kingdom of Spain). €4,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme Guaranteed by Enagás, S.A., 21 de mayo de 2021.

Marruecos. Una cuarta parte del gas argelino se distribuye desde Portugal. Por el gasoducto Medgaz llegan 8000 Mm<sup>3</sup> anuales de gas desde el mismo yacimiento a Almería, en el sudeste de España<sup>16</sup>.

España tiene dos interconexiones con Francia: Larrau e Irún, que reciben el nombre colectivo de VIP Pirineos (punto de conexión virtual Pirineos). También tiene dos interconexiones con Portugal: Badajoz y Tuy, que reciben el nombre colectivo de VIP Ibérico y son gasoductos bidireccionales. Las capacidades del VIP Ibérico son: 4600 Mm<sup>3</sup> anuales desde España hasta Portugal y 2600 Mm<sup>3</sup> anuales en el otro sentido. Las dos conexiones existentes con Francia están situadas en el lado occidental de la frontera, una en Biriattou (Francia)-Irún (España), que es bidireccional, y la otra en Col de Larrau, que se utiliza principalmente para importar gas a España. En 2014 se fusionaron los dos gasoductos físicos en un único punto de conexión virtual conocido como VIP Pirineos.

### Ilustración 5: sistema gasista propiedad de Enagás<sup>17</sup>



Fuente: Enagás.

Además de sus seis conexiones internacionales, Enagás también cuenta en el país con 19 estaciones de compresión, así como centros de transporte, estaciones de regulación y medida y puntos de conexión a la red, lo que garantiza una correcta distribución primaria del gas por el territorio nacional<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> Oxford Institute for Energy Studies. *A Hub for Europe: The Iberian Promise?* Marzo de 2019.

<sup>17</sup> Enagás. *Mapa de infraestructuras de Enagás en España*. 2021.

<sup>18</sup> Enagás. *Red de transporte Gasoductos*. 2014.

La empresa tiene prevista la construcción de la tercera interconexión entre Portugal y España, que conectará Celorico da Beira con Zamora. La primera fase de la interconexión proporcionará 70 gigavatios hora diarios (GWh/d) a ambos países y se prevé que empezará a funcionar en 2024<sup>19</sup>.

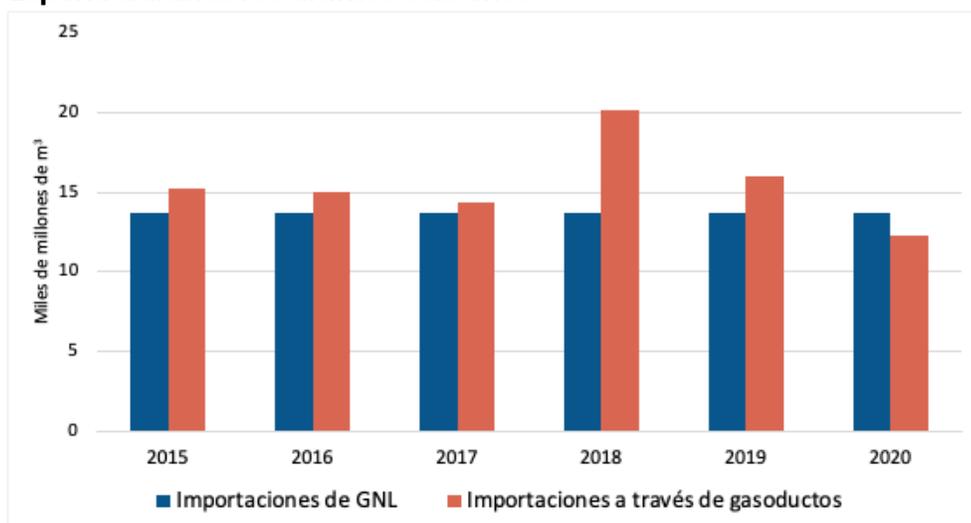
**Tabla 2: capacidades y volúmenes de los gasoductos internacionales de España**

Gasoductos Internacionales	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Capacidades de importación (miles mill. m<sup>3</sup>)</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>
Gasoducto de Medgaz (desde Argelia pasando por Almería)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Gasoducto de Magreb-Europa (desde Argelia pasando por Marruecos)	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
VIP Pirineos (de Francia a España)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
VIP Ibérico (de Portugal a España)	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Volúmenes importados (miles mill. m<sup>3</sup>)</b>	<b>15,2</b>	<b>15,0</b>	<b>14,4</b>	<b>20,2</b>	<b>16,0</b>	<b>12,3</b>
Gasoducto de Medgaz (desde Argelia pasando por Almería)	5,4	5,4	5,2	7,1	6,2	5,4
Gasoducto de Magreb-Europa (desde Argelia pasando por Marruecos)	7,1	7,0	6,1	9,4	5,2	3,7
VIP Pirineos (de Francia a España)	2,6	2,7	3,1	3,6	4,4	3,0
VIP Ibérico (de Portugal a España)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
<b>Tasas de utilización (%)</b>	<b>59,7 %</b>	<b>58,8 %</b>	<b>56,5 %</b>	<b>79,2 %</b>	<b>62,7 %</b>	<b>48,2 %</b>
Gasoducto de Medgaz (desde Argelia pasando por Almería)	68,1 %	67,2 %	65,5 %	89,2 %	77,4 %	67,5 %
Gasoducto de Magreb-Europa (desde Argelia pasando por Marruecos)	75,8 %	74,0 %	64,5 %	100,4 %	55,3 %	39,2 %
VIP Pirineos (de Francia a España)	48,0 %	48,5 %	56,2 %	65,8 %	80,7 %	55,4 %
VIP Ibérico (de Portugal a España)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,4 %	6,7 %	6,4 %

Fuente: revisiones estadísticas de BP, CORES, Enagás y cálculos de IEEFA.

Estos gasoductos tienen una capacidad total de 25 500 Mm<sup>3</sup> que, sumados a los 68 900 Mm<sup>3</sup> de capacidad instalada total de GNL, dan a España un total de 94 400 Mm<sup>3</sup> de capacidad de importación de gas. **El índice medio de utilización de toda la capacidad de importación (GNL y gasoductos) ha sido del 34 %, oscilando entre el 30 % y el 40 % anual.**

**Ilustración 6: importaciones como GNL y a través de gasoducto en España durante los últimos seis años**



Fuente: revisiones estadísticas de BP, CORES, Enagás y cálculos de IEEFA.

<sup>19</sup> REN. Project description. Agosto de 2018.

## Gasoducto MidCat o STEP: otra infraestructura innecesaria

El proyecto MidCat (Midi-Catalunya), originalmente denominado STEP (South Transit East Pyrenees), consiste en construir un gasoducto desde Cataluña, en el norte de España, hasta el sureste de Francia. Iniciado en 2011, su finalidad era duplicar la capacidad de transporte de gas desde España hasta Francia e incrementar la seguridad energética de la UE. La Comisión de Regulación de la Energía (CRE) de Francia y su contraparte española, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), rechazaron un proyecto de los operadores de redes de Francia y España para construir un gasoducto a través de los Pirineos<sup>20</sup>. El operador de infraestructuras gasistas francés Teréga y el operador español Enagás presentaron un proyecto para incrementar la capacidad en 180 GWh en el sentido Francia-España y en 230 GWh en el sentido España-Francia<sup>21</sup>. Pero el proyecto se ha encontrado con la oposición de la autoridad reguladora francesa CRE, en opinión de la cual, MidCat haría subir los precios para el consumidor sin mejorar la seguridad. Los expertos del sector han cuestionado la necesidad de otra interconexión, argumentando que los gasoductos interpirenaicos ya están infrautilizados, incluso durante períodos de gran demanda. El South Transit Eastern Pyrenees (STEP) es la primera fase del proyecto MidCat<sup>22</sup>.

## Almacenamientos subterráneos

España cuenta con cuatro almacenamientos subterráneos de gas (ASG) en funcionamiento. Tres son yacimientos de gas agotados: Gaviota (frente a la costa del País Vasco), Serrablo (Huesca) y Marismas (Huelva). Yela (Guadalajara) es un acuífero salino. Marismas pertenece a una filial de Gas Natural Fenosa, y los otros tres a Enagás Transporte<sup>23</sup>. Sus capacidades totales son<sup>24</sup>: Gaviota, 2700 Mm<sup>3</sup>; Serrablo, 1100 Mm<sup>3</sup>; Marismas, 600 Mm<sup>3</sup> y Yela, 2000 Mm<sup>3</sup>. La remuneración de Enagás por las instalaciones de almacenamiento subterráneo representa entre el 6 % y el 9 % del total de la retribución de sus actividades reguladas.

El proyecto Castor, la mayor planta de almacenamiento de gas de España, es otro ejemplo de infraestructura gasista que no ha entrado en funcionamiento. La preocupación por la seguridad energética llevó a pensar que España necesitaba más capacidad de almacenamiento, y eso justificó su construcción en un antiguo yacimiento petrolífero a 22 kilómetros de la costa de Castellón. Pero, después de iniciar las actividades previas a su puesta en funcionamiento en 2013, hubo que suspender este proyecto de miles de millones de euros porque había provocado más de 1000 seísmos de hasta 4,2 grados en la escala de Richter<sup>25</sup>. En noviembre de

<sup>20</sup> CNMC. [La CNMC y la CRE acuerdan rechazar la solicitud de inversión de la nueva interconexión gasista entre España y Francia](#). 22 de enero de 2019.

<sup>21</sup> Actualmente Snam, GIC, EDF y CAA poseen el 40,5 %, el 31,5 %, el 18 % y el 10 % de las acciones de Teréga, respectivamente.

<sup>22</sup> Comisión Europea. [Cost benefit analysis of STEP, as first phase of MIDCAT](#): Abril de 2018.

<sup>23</sup> Agencia Internacional de la Energía. [Energy Policies of IEA Countries: Spain 205 Review](#). 2015.

<sup>24</sup> S&P Global Platts. [Hydrogen: Beyond the Hype](#). 2021.

<sup>25</sup> Corporate Europe. [Who Owns All The Pipelines?](#) Septiembre de 2019.

2014 se transfiere el proyecto a Enagás y se decreta la hibernación de las instalaciones<sup>26</sup>.

Se acordó la hibernación de las instalaciones y la asignación de su administración a la sociedad Enagás Transporte S. A. U., quien se encargó de su mantenimiento durante la citada hibernación. Escal UGS, adjudicataria del proyecto Castor, recibió de Enagás Transporte una compensación por el valor neto de la inversión acometida. Para que Enagás Transporte financiara la compensación se le cedió un derecho de cobro por parte del sistema gasista durante 30 años. El derecho de cobro fue cedido a varios bancos y puede ser cedido de nuevo a favor de cualesquiera terceros. El titular del derecho de cobro ha estado recibiendo liquidaciones del sistema gasista desde 2016 para recuperar el capital y los intereses.

Enagás Transporte S. A. U. ha estado recibiendo una retribución anual por los costes provisionales de mantenimiento y explotación de las instalaciones del almacenamiento subterráneo Castor, tal como se indica en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014. Los pagos anuales totales han sido estos:

- 17,3 millones de euros en 2015
- 15,7 millones de euros en 2016 y 2017
- 8,7 millones de euros en 2018 y 2019
- En los boletines del Estado no hay datos sobre 2020.

## Ingresos de Enagás

### *El 92 % de los ingresos de Enagás proviene de actividades reguladas*

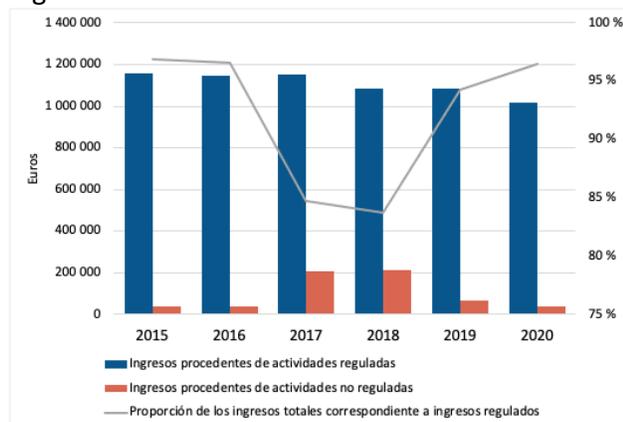
La retribución de las actividades reguladas de la empresa se calcula sumando los costes de inversión, suministro, explotación y mantenimiento, así como los de gestión de la red gasista. Estos valores se pueden consultar en el Boletín Oficial del Estado.

---

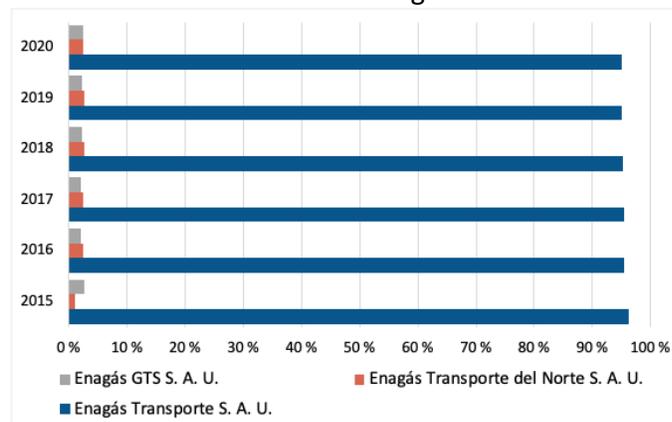
<sup>26</sup> Banco Europeo de Inversiones. [Informe de conclusiones](#). 7 de marzo de 2018.

## Ilustración 7: ingresos de Enagás

Ingresos totales



Retribución de las actividades reguladas



Fuente: informes anuales de Enagás.

Enagás percibe retribuciones a través de sus filiales, entre ellas Enagás Transporte S. A. U., Enagás Transporte del Norte S. A. U. y Enagás GTS, así como a través de su porcentaje de participación en las plantas de regasificación de Sagunto y Bilbao.

Tabla 3: retribución de las actividades reguladas de Enagás por filial (k€)<sup>27</sup>

RCS Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enagás Transporte S. A. U.	237 854	236 071	247 097	248 930	236 846	246 942
Enagás Transporte del Norte S. A. U.	7094	6985	7318	7251	6905	6999
Enagás GTS S. A. U.	11 561	23 966	23 966	23 966	23 893	23 893
Planta Regasificadora de Sagunto, S.A. (72.5% Enagás)	10 312	10 762	11 249	12 410	11 596	15 199
Bahia de Bizcaia Gas, S. L. , Bilbao (70% Enagás)	7336	8898	9300	10 275	9599	12 619
RD Total	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enagás Transporte S. A. U.	722 685	723 422	745 875	720 265	704 949	637 228
Enagás Transporte del Norte S. A. U.	21 085	20 853	20 529	20 232	19 915	19 517
Enagás GTS S. A. U.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Planta Regasificadora de Sagunto, S.A. (72.5% Enagás)	78 994	77 000	61 258	58 075	54 524	53 497
Bahia de Bizcaia Gas, S. L. , Bilbao (70% Enagás)	38 661	40 358	41 394	39 031	38 550	37 927
OPEX Totales	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enagás Transporte S. A. U.	42 782	48 652	48 652	32 934	45 698	4165
Enagás Transporte del Norte S. A. U.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Enagás GTS S. A. U.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Planta Regasificadora de Sagunto, S.A. (72.5% Enagás)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Bahia de Bizcaia Gas, S. L. , Bilbao (70% Enagás)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Fuente: Boletines Oficiales del Estado (BOE).

Nota: Los valores de Sagunto y Bilbao corresponden a la remuneración total permitida por año. Enagás percibe directamente una remuneración por su porcentaje de participación en esas plantas.

<sup>27</sup> Incluye las revisiones *a posteriori* de la remuneración de años anteriores que se han notificado.

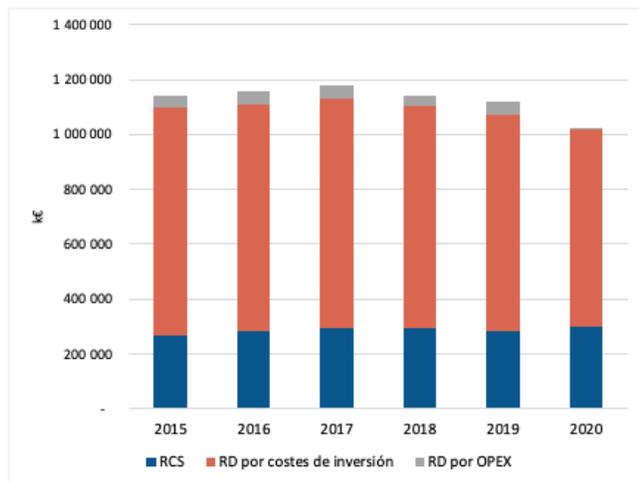
A lo largo de los seis años del último periodo regulatorio, la retribución por inversión (retribución por disponibilidad o RD), ha sido la mayor fuente de ingresos de Enagás, ya que le ha aportado el 71 % del total de ingresos regulados, seguida de la retribución por continuidad del suministro (RCS) con el 25 %, y la retribución por costes de explotación y mantenimiento con el 4 %. La RD constituye el 67 % de los ingresos totales de Enagás (regulados y no regulados).

Es posible que las retribuciones correspondientes a 2020 sean más bajas por la falta de cifras referentes a la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo en los Boletines Oficiales del Estado.

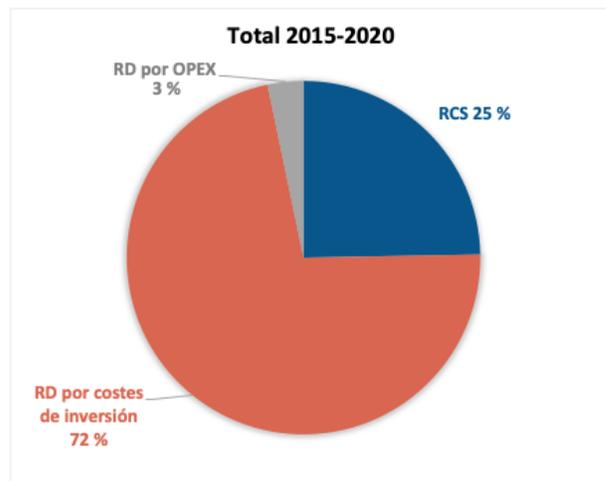
**La retribución por inversión (retribución por disponibilidad o RD) es la «vaca lechera» de Enagás, ya que ha generado el 67 % de los ingresos de la empresa en los últimos seis años.**

### Ilustración 8: retribución de las actividades reguladas de Enagás

Retribución de las actividades reguladas por componente



Valores medios de la retribución de las actividades reguladas



Fuente: Boletines Oficiales del Estado (BOE).

Puesto que la RD es responsable de casi las tres cuartas partes de la retribución de las actividades reguladas de Enagás, resulta sumamente importante entender su composición.

Los cálculos de la RD podrían llevar a pensar que la tasa de retribución financiera del 5,09 % de la inversión neta es el valor principal, pero no es así. Los gastos de explotación activados (COPEX) son una parte muy importante de la retribución de

Enagás por sus inversiones. Tanto en 2019 como en 2020 esos gastos fueron superiores a la remuneración financiera (véase la tabla 4).

**Tabla 4: retribución de Enagás por inversión en 2019 y 2020**

Total de Enagás (incluyendo Sagunto y Bilbao) 2019 (k€)	Valor neto de la inversión	I - Remuneración financiera (5,09 % del valor neto de la inversión)	II - Amortización	III - Retribución por los costes de extensión de la vida útil (COEV)	IV - Costes de explotación activados (COPEX)	Retribución por disponibilidad de los activos (= I + II + III + IV)	V - Retribución financiera del gas talón	RD Total
Transporte	3 023 770	153 910	149 807	932	180 768	485 416	1780	<b>487 196</b>
Regasificación	1 173 481	59 730	76 160	10 017	113 258	259 165	1526	<b>260 691</b>
Almacenamiento	354 050	18 021	29 536	-	-	47 557	-	<b>47 557</b>
<b>Total</b>	<b>4 551 300</b>	<b>231 661</b>	<b>255 502</b>	<b>10 949</b>	<b>294 026</b>	<b>792 139</b>	3306	<b>795 445</b>

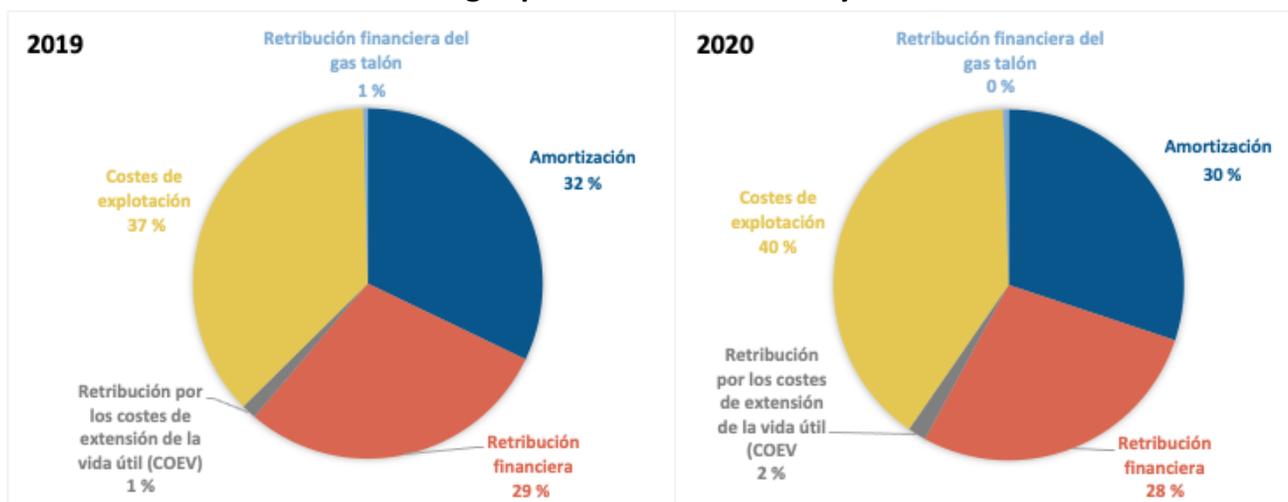
Total de Enagás (incluyendo Sagunto y Bilbao) 2019 (k€)	Valor neto de la inversión	I - Remuneración financiera (5,09 % del valor neto de la inversión)	II - Amortización	III - Retribución por los costes de extensión de la vida útil (COEV)	IV - Costes de explotación activados (COPEX)	Retribución por disponibilidad de los activos (= I + II + III + IV)	V - Retribución financiera del gas talón	RD Total
Transporte	2 874 201	146 297	146 514	1446	176 344	470 601	1988	<b>472 589</b>
Regasificación	1 097 321	55 854	72 159	10 758	113 258	252 029	1625	<b>253 654</b>
Almacenamiento	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	-	N.D.	N.D.
<b>Total</b>	<b>3 971 522</b>	<b>202 150</b>	<b>218 674</b>	<b>12 204</b>	<b>289 602</b>	<b>722 630</b>	3613	<b>726 243</b>

Fuente: Boletines Oficiales del Estado (BOE).

Además, la remuneración adicional en concepto de RCS aumenta la retribución implícita por los activos de transporte de gas<sup>28</sup>, lo que dificulta la comparación de la tasa de retribución financiera del 5,09 % con las de otros GRT de gas de Europa.

<sup>28</sup> Consejo de Reguladores Europeos de la Energía. Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019. 28 de enero de 2020.

### Ilustración 9: retribución de Enagás por inversión en 2019 y 2020



En 2019 los COPEX representaron el 37 % de la retribución total de Enagás por sus inversiones, mientras que la retribución financiera representó el 29 % y la amortización el 32 %. En 2020 los COPEX representaron el 40 % de la retribución total de Enagás por sus inversiones, mientras que la retribución financiera representó el 28 % y la amortización el 30 %.

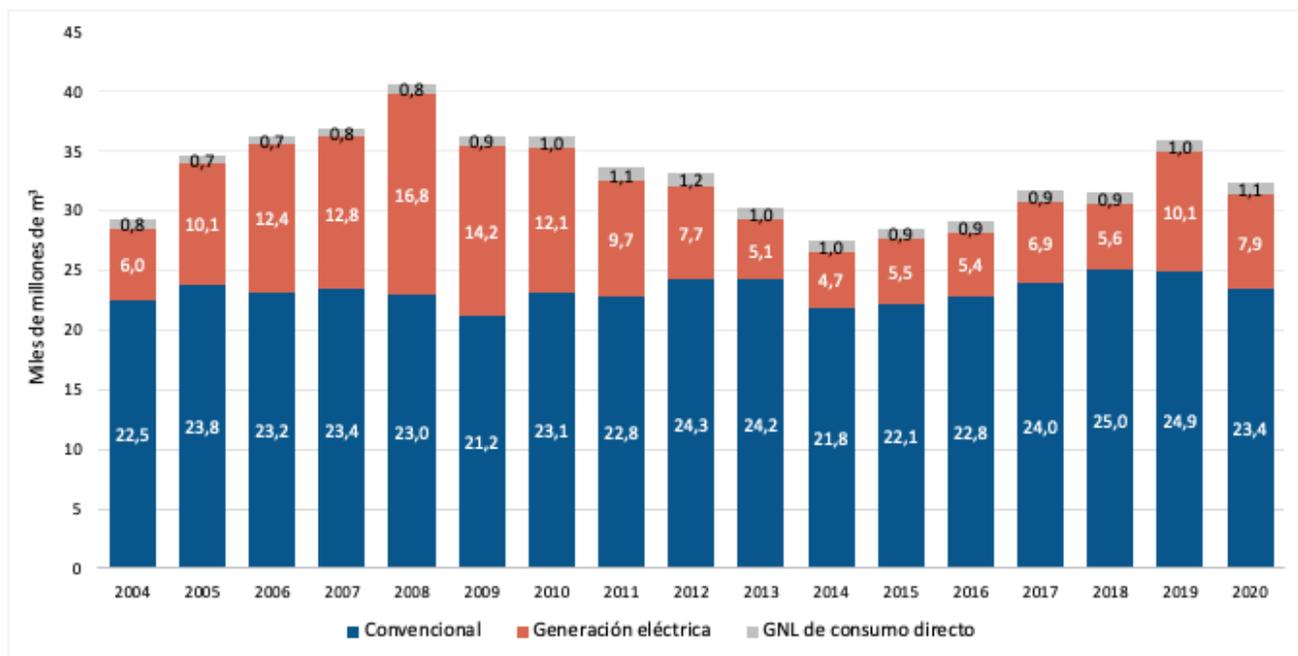
¿Por qué los COPEX se ha convertido en un valor tan significativo en la RD? ¿Y cómo van a ser tratados en el nuevo marco regulatorio (2021-2026)? Debido a que los COPEX consisten en gran medida en los gastos incurridos para actualizar el equipo de las instalaciones en servicio, **cuanta más infraestructura haya en servicio, más elevados serán los costes de explotación.**

## Demanda y tarifas de gas en España

*Uno de los precios más elevados del gas natural para los hogares españoles en su condición de consumidores*

La demanda de gas en España no ha aumentado desde 2008. La demanda de gas en 2020 (32 400 Mm<sup>3</sup>) fue un 20 % inferior a la demanda de 2008 (40 600 Mm<sup>3</sup>), debido principalmente a que la utilización de gas natural para generar electricidad se redujo de 16 800 Mm<sup>3</sup> en 2008 a 7900 Mm<sup>3</sup> en 2020.

### Ilustración 10: evolución de la demanda anual de gas natural en España (miles de Mm<sup>3</sup>)



Fuente: CORES, revisiones estadísticas de BP y cálculos de IEEFA.

¿Qué ha estado pasando con los precios que pagan los hogares españoles por el gas mientras la demanda de este disminuía?

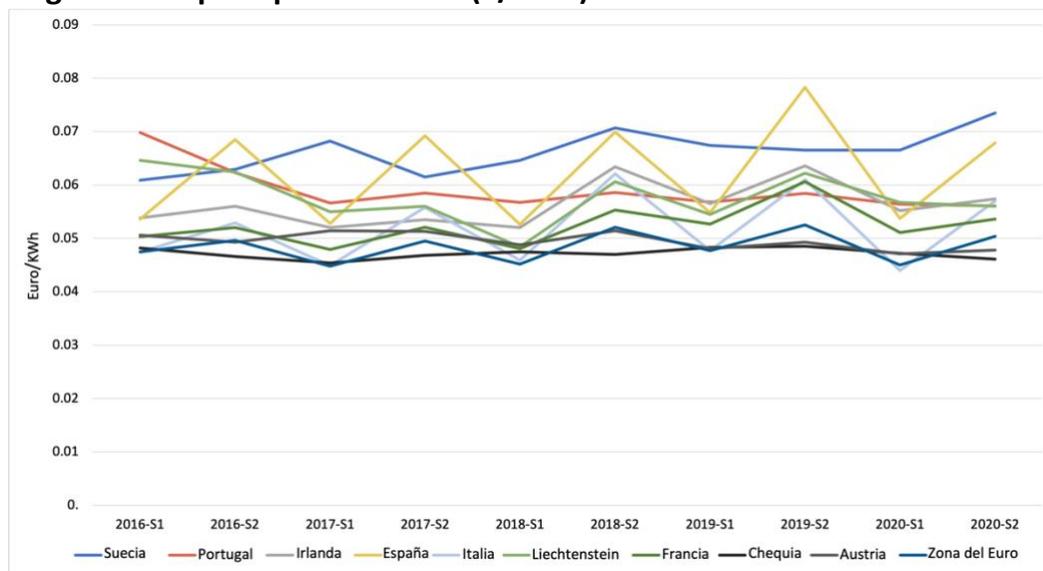
Los hogares españoles en su condición de consumidores pagan uno de los precios más elevados del gas natural de toda Europa. Los hogares son consumidores medianos, con un consumo anual de entre 20 y 200 gigajulios (GJ). El precio medio en la UE —una media ponderada utilizando los datos más recientes (segunda mitad de 2020) de consumo de gas natural en los hogares— fue de aproximadamente 7 céntimos de euro por kWh<sup>29</sup>. Estos valores no incluyen los impuestos ni las tasas.

Al analizar los últimos cinco años, se aprecia que los precios medios del gas que han tenido que pagar los hogares españoles son los segundos más elevados de Europa, solo por detrás de los de Suecia. España batió el récord de Europa en la segunda mitad de 2019 con un precio del gas de 0,0783 € por kWh (aproximadamente 8 céntimos de euro por kWh)<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Comisión Europea. [Natural gas prices for household consumers](#). Abril de 2021.

<sup>30</sup> Comisión Europea. [Gas prices for household consumers](#). 20 de mayo de 2021.

### Ilustración 11: precios del gas natural para los consumidores de los hogares europeos por semestre (€/kWh)<sup>31</sup>



Fuente: Eurostat y cálculos de IEEFA.

### Desglose de precios de la electricidad y el gas<sup>32</sup>

Los principales componentes del precio de la electricidad y el gas que pagan los hogares en su condición de consumidores son:

- Costes de la energía. Los costes reflejan principalmente lo que cuesta comprar electricidad y gas en el mercado mayorista, así como los costes de explotación de las empresas suministradoras de gas y electricidad para desarrollar su actividad empresarial, incluidas las ventas, la facturación y el margen comercial.
- Costes de las redes. Estos costes incluyen las tarifas que se cobran por transportar y distribuir la energía a los usuarios finales, incluyendo las pérdidas asociadas al transporte y la distribución, los costes de explotación del sistema, la medición y el alquiler de contadores.
- Cargos por fuentes de energía renovables (FER). Estos cargos son las tasas que se pagan por políticas gubernamentales que apoyan las fuentes de energía renovables.
- Otros impuestos y cargos: i) impuestos y cargos por promover y mejorar la eficiencia energética y la cogeneración de calor y electricidad; ii) impuestos y cargos relacionados con la calidad del aire y el medio ambiente; iii) impuestos y cargos relacionados con el CO<sub>2</sub> y otras emisiones de gases de

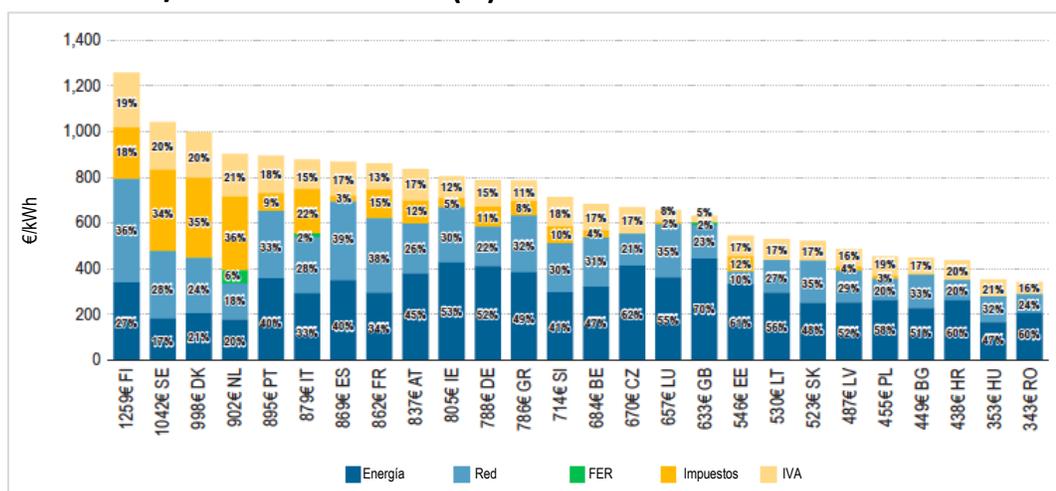
<sup>31</sup> No se incluyen impuestos ni tasas.

<sup>32</sup> Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. [ACER Market Monitoring Report 2019](#). 26 de octubre de 2020.

efecto invernadero; iv) impuestos y cargos relacionados con el sector nuclear, los pagos por capacidad, la seguridad energética y la suficiencia de la generación; v) el impuesto sobre el consumo de energía, y vi) otros impuestos y cargos no cubiertos por ninguno de estos apartados y/o no vinculados al sector energético.

- IVA. Los consumidores también pagan un impuesto sobre el valor añadido.

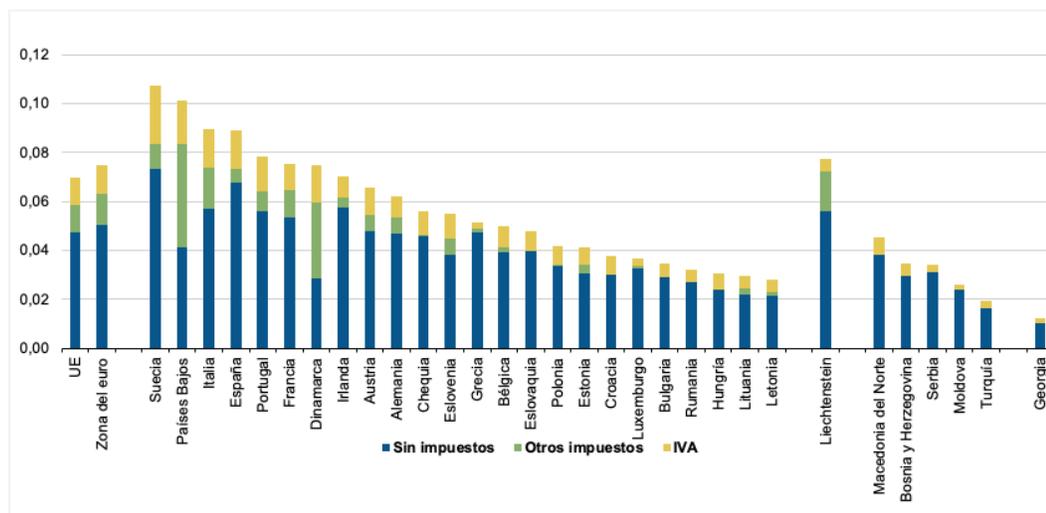
**Ilustración 12: desglose de las ofertas estándar de gas de las empresas de suministro dominantes para los hogares de las capitales de la UE – noviembre/diciembre de 2019 (%)**



Fuente: cálculos de la ACER basados en datos obtenidos mediante comparadores de precios, los sitios web de las empresas de suministro y sus autoridades nacionales de reglamentación (ANR), recopilados a través de la base de datos del mercado minorista de la ACER (2019).

En 2019 el desglose de las ofertas estándar de gas para los hogares españoles constaba de un 40 % por el suministro de energía, un 39 % por los costes de las redes, un 3 % por los impuestos y un 17 % por el IVA.

### Ilustración 13: precios del gas natural para los consumidores de los hogares en la segunda mitad de 2020 (€/kWh)



Fuente: Eurostat (códigos de datos en línea: nrg\_pc\_202)

Nota: Chipre, Malta y Finlandia no informan sobre los precios del gas natural en el sector doméstico.

Al igual que las empresas de electricidad, los GRT de gas que necesitan invertir en la fiabilidad del transporte o la distribución deben equilibrar los costes de inversión y mantenimiento de la infraestructura con el grado de fiabilidad necesario. Al final, los que pagan los costes son los consumidores. ¿Qué fiabilidad debería ofrecer una red gasista? ¿La seguridad y la diversidad del suministro justifican realmente que los clientes paguen «seguros» tan caros?

## Regulación de la tasa de retribución

### ¿Estamos ante una manifestación del efecto Averch-Johnson?

La regulación de la tasa de retribución es una forma de regular cómo se fijan los precios en la que las autoridades públicas reguladoras determinan el precio justo que un monopolio, como pueda ser una empresa de gas, puede cobrar a sus clientes. Se supone que la regulación de la tasa va a proteger a los clientes de que les cobren precios más elevados debido al poder del monopolio, y al mismo tiempo permite que el monopolio cubra los costes y obtenga una rentabilidad razonable para sus propietarios<sup>33</sup>.

<sup>33</sup> Investopedia. [Rate of Return Regulation](#). 18 de noviembre de 2020.

A menudo la regulación de la tasa de retribución recibe críticas porque ofrece pocos incentivos para reducir los costes y aumentar la eficiencia. Un monopolio regulado de esta manera no gana más si reduce los costes, porque sus remuneraciones son fijas. Por eso aún es posible que los clientes tengan que pagar precios más elevados que en condiciones de libre competencia. La regulación de la tasa de retribución puede contribuir al efecto Averch-Johnson<sup>34</sup> que recibe este nombre de los dos economistas que crearon un modelo estilizado de la empresa regulada mediante una tasa de retribución. Descubrieron que las empresas sujetas a la regulación de la tasa de retribución tienden a invertir excesivamente en capacidad si la retribución permitida es mayor que la rentabilidad del capital que necesitan<sup>35</sup>.

**Gracias a la regulación de la tasa de retribución, los servicios públicos tienen garantizada una tasa de retribución por todas sus inversiones de capital.**

Gracias a la regulación de la tasa de retribución, los servicios públicos tienen garantizada una tasa de retribución por todas sus inversiones de capital. Dado que los riesgos se reducen, los inversores están dispuestos a prestar dinero a tipos de interés bajos<sup>36</sup>. En el caso de Enagás, el coste medio de la deuda durante los últimos seis años ha sido del 2,3 %<sup>37</sup>, mientras que la rentabilidad media sobre los fondos propios (Return on Equity: ROE) fue del 16,4 %, por encima del valor máximo permitido por los entes reguladores de otros países.

<sup>34</sup> Body of Knowledge on Infrastructure Regulation. [Averch-Johnson Effect](#). 2021.

<sup>35</sup> *Ibid.*

<sup>36</sup> Universidad Estatal de Pensilvania. [The Averch Johnson Effect](#). 2021.

<sup>37</sup> Informe Anual de Enagás. [Indicadores clave económicos](#). 2019.

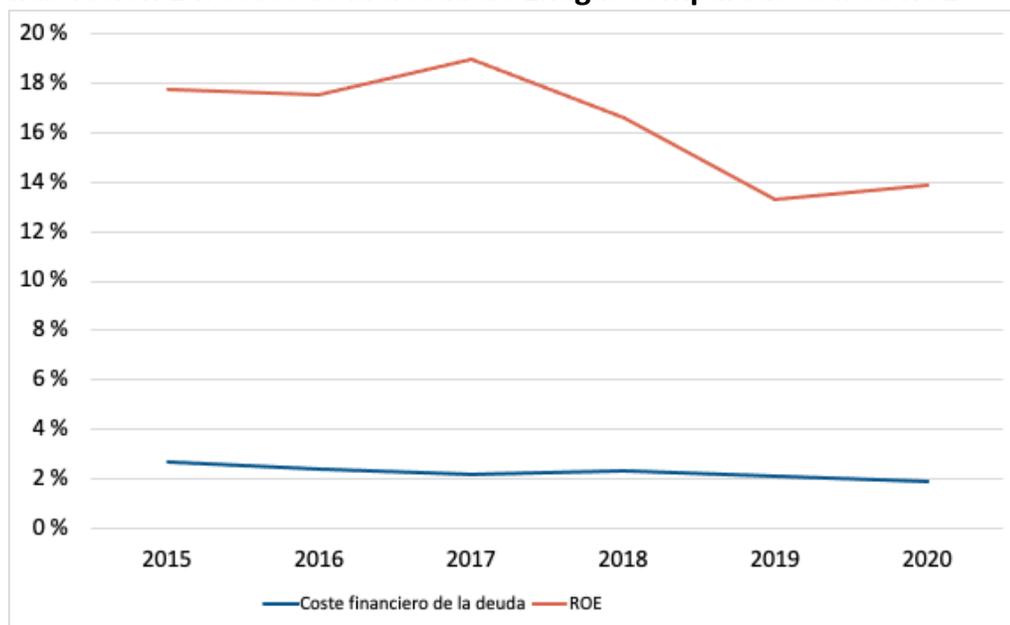
**Tabla 5: indicadores económicos de Enagás**

Desempeño económico y eficiencia en costes						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda neta (mill. euros)	4237	5089	5008	4275	3755	4288
Fondos propios (mill. euros)	2319	2374	2586	2659	3170	3193
Ratio deuda neta/fondos propios (%)	183 %	214 %	194 %	161 %	118 %	134 %
BDI (mill. euros)	413	417	491	443	423	444
Coste financiero de la deuda	2,7 %	2,4 %	2,2 %	2,3 %	2,1 %	1,9 %
Deuda Neta / EBITDA ajustado	4,5 x	5,2 x	4,4 x	4,0 x	3,9 x	4,8 x
ROE	17,8 %	17,6 %	19,0 %	16,6 %	13,3 %	13,9 %

Fuente: informe anual de Enagás de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2020 y cálculos de la EEFA.

La ROE es una medida de los resultados económicos que se calcula dividiendo los ingresos netos por los fondos propios. Debido a que los fondos propios equivalen a los activos de una empresa menos su deuda, se considera que la ROE es la rentabilidad sobre los activos netos. Dicho de otro modo, se considera que la ROE es una medida de la rentabilidad de una empresa en relación con sus fondos propios<sup>38</sup>.

**Ilustración 14: coste de la deuda de Enagás comparado con su ROE**



Fuente: cuentas anuales de Enagás.

Algunos organismos reguladores establecen la rentabilidad máxima de los fondos propios que se permite a las empresas de servicios públicos de gas.

La ROE máxima permitida en España sobrepasa con creces a la autorizada en otras partes del mundo. Por ejemplo:

<sup>38</sup> Investopedia. [Return on Equity](#). 8 de abril de 2021.

- Ontario; 8,5 %
- Alberta: 8 %
- Filipinas: 13,7 %
- Singapur: 9,4 %<sup>39</sup>
- Alemania: 6,91 % en el caso de activos nuevos y 5,12 % en el caso de activos antiguos<sup>40</sup>

## El marco regulatorio de España

### *Retribución por los costes de inversión y por la continuidad del suministro*

Los principales organismos reguladores del petróleo y el gas natural en España son los siguientes<sup>41</sup>:

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, al cargo de cuestiones de energía y medio ambiente.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), autoridad independiente al cargo de cuestiones tanto de competencia como de regulación.
- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), que supervisa las existencias de petróleo y de gas<sup>42</sup>. CORES es referente de información del sector de hidrocarburos y proveedor de estadísticas oficiales a distintos organismos, contribuyendo con la aportación de datos oficiales en distintos capítulos del Plan Estadístico Nacional.
- Órganos autonómicos competentes en materia de energía.
- Órganos autonómicos competentes en materia de medio ambiente.

La regulación del sector del gas natural en España está esencialmente recogida en la Ley 34/1998 (**Ley de Hidrocarburos de 1998**). Dicha ley impone la obligación de diversificación de suministros. Los grupos de operadores al por mayor y consumidores directos de gas que importen gas natural deben asegurarse de que las

---

<sup>39</sup> Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. [A Cost of Capital and Capital Markets Primer for Utility Regulators](#). Abril de 2020.

<sup>40</sup> Eon. [Facts & Figures Edition 2021](#).

<sup>41</sup> Thomson Reuters Practical Law. [Oil and gas regulation in Spain: overview](#). 1 de noviembre de 2020.

<sup>42</sup> CORES. [Actividades](#).

importaciones procedentes de un mismo país no representen más del 50 % de la suma de las importaciones de gas a España<sup>43</sup>.

¿Ha fomentado esta ley una inversión excesiva en infraestructura gasista en España?

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico otorga autorizaciones para construir, modificar, cerrar y transferir instalaciones de transporte de gas si estas pertenecen a la red básica de gasoductos de transporte primario o se salen del ámbito territorial de una comunidad autónoma. En otros casos, quien concede los permisos es el órgano competente de la comunidad autónoma en la se vaya a ubicar la instalación<sup>44</sup>.

En el mercado regulado del gas, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la CNMC son quienes determinan las tarifas del gas, pero el principal componente regulado de los precios del gas son los peajes de acceso al sistema de gas (gasoductos, plantas de GNL e instalaciones de almacenamiento subterráneo).

De conformidad con el artículo 60 de la ley de hidrocarburos<sup>45</sup>, el sistema gasista está estructurado en torno a dos tipos de actividades:

- I. Actividades reguladas, a saber, la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución de gas natural.
- II. Actividades no reguladas, a saber, la producción, la licuefacción y el suministro de gas natural, así como el almacenamiento no básico.

Se fijan periodos regulatorios de seis años para las actividades reguladas de electricidad y gas. Los parámetros retributivos no se revisan en función de índices de precios durante el período regulatorio<sup>46</sup>. En julio de 2014 se establece la retribución anual de las actividades reguladas (transporte, regasificación, almacenamiento y distribución) de conformidad con el Real Decreto-ley 8/2014 (véase la tabla 6)<sup>47</sup>.

Estos son los componentes de la fórmula de retribución:

- Retribución por disponibilidad (de los activos) (RD o RDA) o retribución por inversión.
- La RD es la suma de los costes de inversión y los costes de explotación y mantenimiento de cada instalación.
- La retribución por los costes de inversión incluye:

<sup>43</sup> Global Legal Group. [The International Comparative Legal Guide to Gas Regulation 2011](#). 2011.

<sup>44</sup> Thomson Reuters Practical Law, *op. cit.*, Section 15.

<sup>45</sup> Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. [Legislación consolidada](#). 8 de octubre de 1998.

<sup>46</sup> Consejo de Reguladores Europeos de la Energía. [Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020](#). 11 de marzo de 2021.

<sup>47</sup> Agencia Tributaria de España. [Real Decreto-ley 8/2014](#).

- I. Una retribución financiera garantizada del 5,09 % del valor neto anual de la inversión para el período 2015-2020.
  - II. La amortización.
  - III. Una retribución por costes de extensión de la vida útil (COEV) o retribución por extensión de vida útil (REVU). Los COEV se determinan como porcentaje de la retribución por los costes de O&M que varían en función de la antigüedad del activo.
  - IV. Los gastos de explotación activados (COPEX) son los incurridos en la actualización de equipos de las instalaciones en servicio por motivos de obsolescencia o por mejora de las condiciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento<sup>48</sup>.
  - V. Retribución financiera del gas talón, si procede<sup>49</sup>.
- Retribución por continuidad del suministro (RCS).
    - La RCS es una retribución asignada a cada actividad (transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo) que luego se reparte entre cada una de las instalaciones de cada actividad que permanezcan en funcionamiento en función de su valor estándar de inversión.
    - Esta retribución se actualiza anualmente para cada actividad teniendo en cuenta la evolución de la demanda establecida, los volúmenes regasificados en las plantas de regasificación y el gas almacenado en los almacenes subterráneos, y corrigiéndola mediante un factor de eficiencia.

---

<sup>48</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. [Memoria justificativa de la circular](#). 2020.

<sup>49</sup> La práctica habitual es conservar entre el 5 % y el 10 % del GNL después de la descarga de los tanques. Ese nivel mínimo es lo que se conoce como talón, y se utiliza para enfriar los tanques restantes que no tienen talón antes de cargarlos.

**Tabla 6: marco regulatorio 2015-2020**

Marco Regulatorio 2015-2020	
Retribución Total	RD + RCS + OPEX
Retribución por inversión (RD o RDA)	Retribución vinculada al activo neto durante su vida útil regulatoria Extensión de la vida regulatoria de los activos de transporte anteriores a 2008 Tasa de retribución financiera: 5,09 %
RD=	Amortización + Retribución por los costes de extensión de la vida útil (COEV o REVU) + Costes de explotación activados (COPEX) + Retribución financiera del gas talón
Retribución por continuidad del suministro (RCS)	Retribución vinculada a la disponibilidad a largo plazo de activos del sistema gasista con un mantenimiento adecuado El componente RCS no está afectado por la amortización de activos Impacto limitado de variaciones de la demanda en la fórmula
RCS=	Año anterior x 0,97 x (1+ Δ Demanda de gas)
Operaciones y mantenimiento (OPEX)	Remuneración basada en variabilidad de gastos de explotación Una vez que finaliza la vida útil, la ampliación de esta será remunerada además de la retribución de operaciones y mantenimiento Retribución del GRT actualizada de 11 mill. euros a 24 mill. euros a partir de 2016

Fuente: Enagás.

## Nuevo marco regulatorio 2021-2026

*La reducción de 2020 a 2021 sería del 4,8 %, pero aumentará si se permite una cuantía máxima de inversión para COPEX*

El Real Decreto-ley 1/2019 dota a la CNMC de poderes para fijar ingresos y tarifas, de lo que anteriormente se encargaba el Ministerio para la Transición Ecológica. En consecuencia, la CNMC ha publicado un nuevo reglamento para calcular la retribución de los GRT de gas y electricidad y de los operadores de sistemas de distribución para los siguientes periodos regulatorios (2020-25 en el caso de la electricidad y 2021-26 en el caso del gas)<sup>50</sup>.

Entre finales de 2019 y la primera mitad de 2020 la CNMC aprobó una serie de circulares<sup>51</sup> en las que estableció la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural, las plantas de GNL, las actividades de distribución de gas natural y el gestor técnico del sistema gasista, así como para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural<sup>52</sup>.

En el nuevo periodo regulatorio (2021-2026) se auditarán los gastos de explotación activados o COPEX y tendrán una cuantía máxima. La CNMC aprobará la cuantía máxima de inversión realizable para el año 2021 para gastos de explotación activados, o COPEX, por las empresas con derecho a retribución y la retribución provisional por este concepto<sup>53</sup>.

<sup>50</sup> Consejo de Reguladores Europeos de la Energía. [Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020](#). 11 de marzo de 2021.

<sup>51</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. <https://www.cnmec.es/en/node/377707>. 12 de diciembre de 2019.

<sup>52</sup> Thomson Reuters. [Oil and Gas Regulation in Spain](#). Noviembre de 2020.

<sup>53</sup> Boletín Oficial del Estado. [Otras Disposiciones](#). 23 de febrero de 2021.

La retribución por inversión incluirá la amortización más una retribución financiera y una retribución financiera del gas talón. La retribución por los costes de explotación y mantenimiento se calculará por separado e incluirá los costes de extensión de la vida útil, los gastos de explotación activados (COPEX) y otros costes.

La RCS incluirá la retribución por continuidad del suministro teniendo en cuenta la demanda más la retribución por extensión de la vida útil y la retribución por mejora de la productividad.

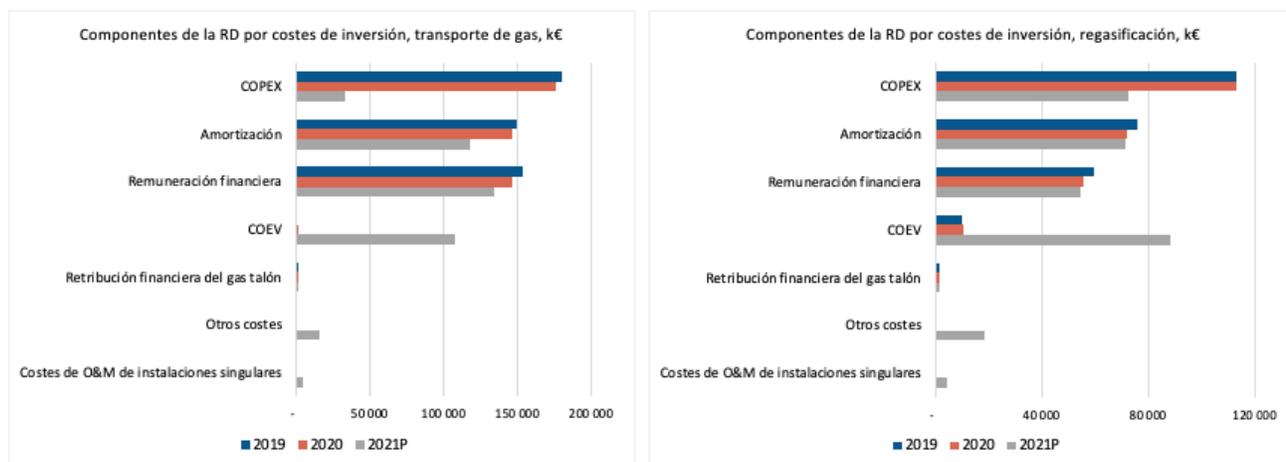
**Tabla 7: marco regulatorio 2021-2026**

Marco Regulatorio 2021-2026	
<b>Retribución Total</b>	ROI + RCS + REVU
<b>Retribución por inversión (ROI)</b>	Retribución vinculada al activo neto durante su vida útil regulatoria Cambio a una metodología WACC estable y predecible Tasa de retribución financiera: 5,44 %
<b>Retribución por costes de operaciones y mantenimiento=</b>	<b>RD=</b> Amortización + Retribución financiera + Retribución financiera del gas talón Costes de vida útil + Costes de instalaciones singulares y otros costes de O&M + COPEX Los COPEX serán sometidos a auditoría y tendrán una cuantía máxima
<b>ROI = RD+O&amp;M</b>	Amortización + Remuneración financiera + Retribución financiera del gas talón + Costes de vida útil + Costes de instalaciones singulares y otros costes de O&M + COPEX
<b>Retribución por continuidad del suministro (RCS)</b>	Retribución vinculada a la disponibilidad a largo plazo de activos del sistema gasista con un mantenimiento adecuado Los ingresos de RCS establecidos para 2020 disminuirán progresivamente hasta el 20 % al final del periodo regulatorio 2026 <b>RCS=</b> Retribución por continuidad del suministro teniendo en cuenta la demanda + Retribución por extensión de la vida útil + Retribución por mejora de la productividad
<b>Incentivos para extensión de la vida útil de los activos (REVU o COEV)</b>	Remuneración basada en estándares de OPEX con margen para la eficiencia La compañía podría mantener el 50 % de las eficiencias Componente REVU: una vez que finaliza la vida útil, su extensión será remunerada con la retribución O&M con una fórmula progresiva a largo plazo
<b>Inversiones en el sistema (no incluidas en la base de activos regulados)</b>	Tasa de retribución financiera: 5,44 % y dos años de amortización Inversiones mayores de 250 000 euros
<b>Principios</b>	Incentivos para mantener disponibles las infraestructuras de transmisión del sistema gasista El uso de la infraestructura de gas existente es esencial para avanzar con la transición energética al menor coste Metodología WACC predecible, similar a los principales marcos europeos Fortalecimiento de los incentivos para extender la vida útil de los activos Periodo regulatorio de seis años sin revisiones intermedias Primera vez que la regulación es desarrollada por un regulador independiente (CNMC)

Fuente: Enagás.

Los COPEX para el periodo 2021-2026 han sido reducidos con respecto a los dos años anteriores. Pero la retribución por los costes de extensión de la vida útil (COEV) ha aumentado significativamente y se han añadido costes adicionales (véase la ilustración 15).

### Ilustración 15: retribución de Enagás por inversión en 2019, 2020 y 2021P



Fuente: Boletines Oficiales del Estado y estimaciones de IEEFA.

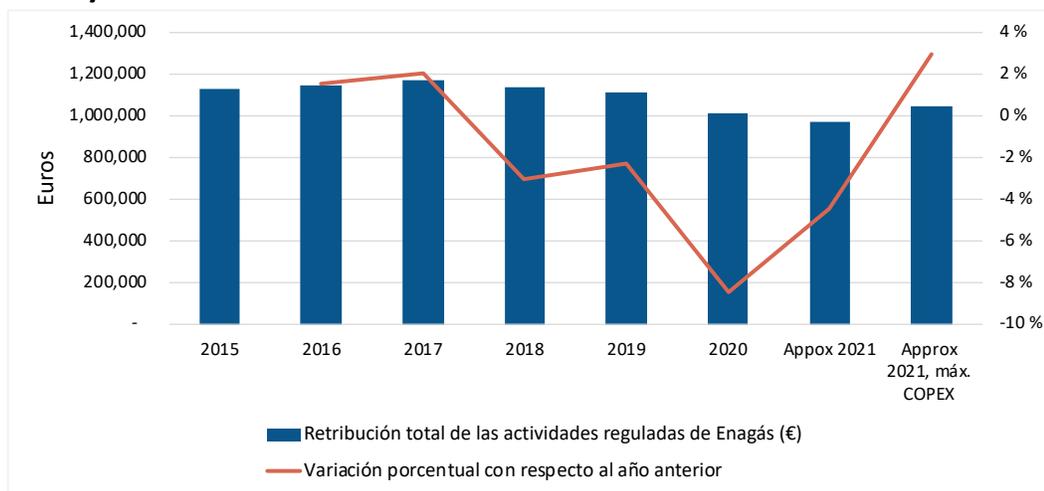
En los boletines del Estado se preveía la retribución de enero a septiembre, por lo que los valores indicados para «2021P» (previstos) son estimaciones para todo el año calculadas por simple extrapolación y considerando la cuantía máxima realizable en COPEX. Como ocurrió con 2020, faltan los valores correspondientes a los almacenamientos subterráneos en 2021.

Al calcular las retribuciones reguladas por inversión en transporte y regasificación en 2021, el valor más alto corresponde a los COEV con un 27 %, seguido de cerca por la retribución financiera (26 %) y la amortización (26 %). Los COPEX representan el 15 %.

En comparación con retribuciones de años anteriores, la reducción de 2020 a 2021 sería del 4,8 %. Pero si se permite la cuantía máxima realizable en COPEX, la retribución aumentará un 1,8 % con respecto a 2020. ¿Cómo puede la autoridad reguladora garantizar que este límite en COPEX tendrá como resultado una reducción de la retribución?

La CNMC considera que la remuneración de Enagás es excesiva y que se debería reducir la retribución de las actividades reguladas. Sin embargo, el nuevo marco aumenta un concepto y disminuye otro, por lo que no hay garantía de una reducción global de las retribuciones.

### Ilustración 16: retribución de las actividades reguladas de Enagás entre 2015 y 2021



Fuente: Boletines Oficiales del Estado (BOE) y cálculos de IEEFA.

Nota: Los valores correspondientes a los almacenamientos subterráneos en 2020 y 2021 no están disponibles en los Boletines Oficiales del Estado.

## La descarbonización: nueva justificación para la inversión

### Cambio de lema, de «seguridad del suministro» a «descarbonización»

Enagás ha creado un importante exceso de infraestructura gasista que está infrutilizada, alegando la importancia de la seguridad y diversificación del suministro para justificarlo. ¿Ha cambiado este lema por el de la «descarbonización» para justificar nuevas inversiones? ¿Cómo se puede tener la certeza de que estas nuevas inversiones no se infrutilizarán en el futuro y que las facturas de los clientes no subirán para pagar infraestructuras innecesarias? ¿El nuevo régimen regulatorio impedirá que esto suceda?

Enagás está planificando y estudiando cerca de 30 proyectos de hidrógeno y 16 de biometano, con más de 50 socios y en prácticamente todas las comunidades autónomas, que podrían movilizar una inversión conjunta de en torno a 5000 millones de euros<sup>54</sup>. Enagás también está planificando proyectos en los que se transporta gas natural, GNL y gas natural comprimido (GNC) en varios medios de transporte.

Los métodos más comunes para producir hidrógeno son el reformado de metano con vapor (RMV) y la electrólisis. En el RMV se utiliza vapor de agua a alta temperatura para producir hidrógeno a partir de una fuente de metano, por

<sup>54</sup> Enagás. [Enagás adelanta su compromiso de ser neutra en carbono a 2040](#). 23 de febrero de 2021.

ejemplo, el gas natural. En la electrólisis se libera el hidrógeno del agua utilizando una corriente eléctrica<sup>55</sup>. Hoy por hoy el hidrógeno se produce industrialmente sobre todo a partir de gas natural, lo que genera importantes emisiones de carbono, por lo que se conoce como hidrógeno «gris». Una versión en la que las emisiones de carbono se capturan y almacenan (o reutilizan) produce lo que se conoce como hidrógeno «azul». El hidrógeno «verde» se genera a partir de fuentes de energía renovables sin producir emisiones de carbono<sup>56</sup>.

A pesar de haberlo prometido, actualmente Enagás no está produciendo el volumen necesario de hidrógeno azul y verde. Además, se utilizan tecnologías incipientes de alto riesgo que requieren un mayor desarrollo a través de proyectos de demostración. ¿Quién pagará este coste adicional? ¿Estas inversiones deberían ser realmente una prioridad para un monopolio regulado como Enagás? Lo que nos preocupa es que los responsables de tomar las decisiones puedan verse influenciados por motivaciones políticas o remunerativas en vez de por las necesidades del sistema técnico. Hemos observado que España no ha aprobado un plan actualizado de desarrollo de las redes de gas desde 2008<sup>57</sup>.

En su informe anual de 2018 la empresa escribió: «Enagás apuesta por el desarrollo de energías renovables no eléctricas, como son el biometano y el hidrógeno; una nueva solución energética que tendrá un papel clave en el proceso de descarbonización. Las infraestructuras gasistas están preparadas para el transporte y el almacenamiento de estos gases renovables, por lo que no se requerirán inversiones adicionales en infraestructuras»<sup>58</sup>. Entonces, ¿por qué hay ahora tantas inversiones previstas? Según las últimas estimaciones, la red troncal de hidrógeno que están proponiendo Enagás y otros GRT de Europa requiere una inversión de entre 43 000 y 81 000 millones de euros, contando con que el 69 % esté formado por gasoductos adaptados y el 31 % por gasoductos nuevos.

La CNMC duda de que algunos de los proyectos sean necesarios para aumentar la capacidad de la red gasista<sup>59</sup>.

En el informe «Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector»<sup>60</sup> publicado por la Agencia Internacional de la Energía en mayo de 2021 se indica que la contracción para la producción de petróleo y gas natural tendrá consecuencias de gran alcance para todos los países y empresas que produzcan estos combustibles. Si quiere evitar activos varados antes de 2050, Enagás tiene que dejar de trabajar en nuevos proyectos de gas.

---

<sup>55</sup> Energy Information Administration. [Hydrogen explained](#). 2021.

<sup>56</sup> Agencia Internacional de la Energía. [The clean hydrogen future has already begun](#). 23 de abril de 2019.

<sup>57</sup> Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. [Opinion No 09/2020 on the Review of Gas National Network Development Plans to Assess Their Consistency with the EU Ten-Year Network Development Plan](#). 18 de diciembre de 2020.

<sup>58</sup> Enagás. [Gases renovables](#). 2018.

<sup>59</sup> Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. [Opinion No 11/2018](#). 18 de octubre de 2018.

<sup>60</sup> Agencia Internacional de la Energía. [Net Zero by 2050](#). Mayo de 2021.

**Tabla 8: lista de los proyectos más destacados que está planificando Enagás**

Tipo de proyecto	Descripción	Socios	Detalles	Lugar
Gases renovables	Desarrollo de biometano e hidrógeno	Enagás y el Gobierno de Aragón	Hidrógeno y biogás/biometano	Aragón
		Enagás y Repsol	Hidrógeno renovable	
		Enagás y Biogastur	Proyectos conjuntos de biogás y biometano en la región	
		Enagás y Ferrovial	Promover la producción y distribución de biogás	
		Enagás y Ence	Desarrollo de gas renovable a partir de biomasa aprovechando el excedente de esta para producir hidrógeno verde y gas natural sintético	
	Hidrógeno verde	Enagás y Naturgy	9000 toneladas de hidrógeno verde producidas desde un parque eólico marino de 250 MW y otro terrestre de 100 MW Ahorro de emisiones de más de 200 000 toneladas de CO2	Asturias
	Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca	Acciona, IDEA, Cemex y Enagás	Uso de energía eléctrica renovable, para lo que también se construirá una planta fotovoltaica. 330 toneladas de hidrógeno verde al año que se inyectarán en la red de gas natural	Mallorca
	Proyecto de hidrógeno verde en refinería	BP, Iberdrola y Enagás	Se construirá un electrolizador de 20 megavatios (MW), alimentado con energía renovable producida, entre otras fuentes de generación, por una planta fotovoltaica de 40 MW. Se reducirían las emisiones de la refinería en hasta 24 000 toneladas de CO2 al año.	Refinería de BP en Castellón
	Proyecto de nudo de hidrógeno verde	Enagás y el Grupo DISA	Producción, distribución y comercialización de hidrógeno verde. En su primera fase la infraestructura tendría capacidad para producir cerca de 1000 toneladas de hidrógeno verde al año, cuyo uso final permitiría reducir las emisiones de CO2 en 10 400 toneladas.	Islas Canarias
	H2Rail		Desarrollar tecnología que permita usar hidrógeno verde como combustible en trenes no electrificados.	
e-fuels	Enagás, Petronor-Repsol y el Ente Vasco de la Energía (EVE)	Sustituir hidrógeno gris por verde. Consiste en desarrollar una planta piloto a escala industrial para la producción de combustibles sintéticos (e-fuels) a partir de hidrógeno verde y CO2 capturado.	País Vasco	
BioRail		Desarrollar tecnología que permita usar hidrógeno verde y biometano como combustible en trenes no electrificados		
HYDEAL	Enagás (España), OGE (Alemania), SNAM (Italia), GRTgaz (Francia) y Teréga (Francia)	Red de hidrógeno verde generado por electrólisis solar. El proyecto se encuentra en una fase de impulso para distintos acuerdos y colaboraciones en las que participan varias de las 30 entidades integrantes de HyDeal Ambition, con la previsión de iniciar la actividad en España dentro de un año a través del lanzamiento de un conjunto de instalaciones solares con capacidad cercana a los 10 GW.		
DualMetha	Enagás y Teréga firmaron un acuerdo con DualMetha	Desarrollar biometano como parte de su estrategia de impulso a las energías renovables y de su compromiso con la transición energética. Participación adquirida en DualMetha: 20% Enagás, a través de su filial de CVC Enagás	Empresa emergente francesa DualMetha	
Proyecto franco-español Lacq Hydrogen	Los operadores de infraestructuras de gas Teréga y Enagás, el productor de hidrógeno renovable DH2 y la empresa energética GazelEnergie acaban de firmar un protocolo de acuerdo	Producción y suministro de hidrógeno renovable de España a Francia entre DH2 y GazelEnergie. Transporte de hidrógeno de España a Francia entre Enagás y Teréga.	Francia y España	
Gas natural, GNL y GNC	CORE LNGas Hive	42 socios	Impulso del GNL como combustible en el sector transporte, especialmente el marítimo. Se evitará la emisión de entre 2 y 4 millones de toneladas de CO2 hasta el año 2030.	España y Portugal
	LNG Hive 2		Impulso del GNL como combustible en el sector transporte, especialmente el marítimo	Puerto de Huelva
	Transporte ferroviario: GNL en automotor de viajeros	Enagás, Renfe y otras empresas	Uso de GNL como combustible	Red ferroviaria española
	Proyecto railLNG	Enagás y Renfe	Conversión a GNL de la tracción ferroviaria de una locomotora diésel de mercancías	
	GNL en contenedor especial ajustado a normas ISO	Enagás y Renfe	Transporte de GNL en un contenedor especial ajustado a normas ISO por carretera, ferrocarril y barco.	
	Locomotora de mercancías		Uso de GNL como combustible	Sevilla, línea ferroviaria Huelva-Majarabique
	ECO-GATE	Consortio de operadores de gas natural, proveedores de tecnologías y servicios, usuarios finales y expertos	Construir 23 estaciones de servicio (21 de GNLC, 1 de biometano y 1 de HCNG en los corredores Atlántico y Mediterráneo de la red de carreteras de España, Francia, Alemania y Portugal).	España, Portugal, Francia y Alemania
	Plan de movilidad sostenible		Sustitución de los vehículos de operación y mantenimiento por vehículos propulsados por GNC, entrega de vehículos GNC a sus directivos y promoción de la adquisición de este tipo de vehículos por sus empleados en condiciones ventajosas.	
	Gas2Move y ScaleGas		Fomentar la utilización del gas natural como combustible alternativo en las flotas	
	Uso de GNC y GNL como combustible para el transporte por carretera	Enagás, Gasnam, NGVA y Sedigas		

Fuentes: Enagás, Iberdrola, Acciona, Offshore Energy, Teréga, PV Magazine y Argus Media.

## Conclusión

Las pruebas analizadas por IEEFA indican que la regulación de la tasa de retribución ha alentado a Enagás a invertir excesivamente en infraestructuras gasistas, con lo que ha provocado la subida de los costes que tienen que cubrir los consumidores españoles de gas (así como las retribuciones de los accionistas de Enagás). Entre sus principales accionistas se encuentran el multimillonario español Amancio Ortega y el Gobierno de España, ambos con una participación del 5 % de la empresa.

### Exceso de capacidad

- La demanda de gas natural en España no ha aumentado desde 2008 y va a disminuir aún más dados los compromisos de la UE en materia de cambio climático.
- En los últimos 10 años el índice medio de utilización de la capacidad de GNL instalada apenas ha llegado al 27 % y descendió a tan sólo el 20 % en 2015 y 2016.
- Las plantas de GNL que están operativas en España representan casi un tercio de la capacidad de importación de GNL de Europa, pero sus índices de utilización son de los más bajos del continente.
- Barcelona tiene la mayor capacidad de regasificación de España, pero solo ha llegado a un índice de utilización del 33 % de esa capacidad en los últimos seis años.
- Hoy en día Enagás es una de las empresas con más plantas de GNL del mundo.
- El índice medio de utilización de los gasoductos internacionales en los últimos seis años ha sido del 61 %. A pesar del bajo índice de utilización, Naturgy (anteriormente Gas Natural Fenosa, una empresa multinacional de gas natural y electricidad con sede en España) y Sonatrach (la petrolera estatal argelina) tienen previsto aumentar la capacidad del gasoducto Medgaz un 25 %.

### Precios elevados

- El precio que pagan los consumidores de los hogares españoles por el gas natural es de los más elevados de Europa.
- El precio medio (antes de impuestos y tasas) es el segundo más elevado de Europa, solo por detrás del de Suecia, y España tuvo el récord del precio más elevado del gas en Europa durante la segunda mitad de 2019: aproximadamente 8 céntimos de euro por kWh.

- En 2019 el desglose de las ofertas estándar de gas para los hogares españoles fue así: 40 % por la energía, 39 % por los costes de la red, 3 % por impuestos y 17 % por el IVA.

## Retribución de las actividades reguladas

- En los últimos seis años el 92 % de la retribución de Enagás ha provenido de actividades reguladas.
- Enagás percibe retribuciones a través de sus filiales, entre ellas Enagás Transporte S. A. U., Enagás Transporte del Norte S. A. U. y Enagás GTS, así como a través de su porcentaje de participación en las plantas de regasificación de Sagunto y Bilbao.
- Desde 2015 Enagás Transporte, S. A. U. ha recibido una retribución anual de 23,6 millones de euros por la planta de regasificación de El Musel (que nunca se ha utilizado).
- La retribución por los costes de inversión ha sido la mayor fuente de ingresos de Enagás, ya que le ha aportado el 71 % del total de ingresos regulados, seguida de la retribución por continuidad del suministro (RCS) con el 25 %, y la retribución por costes de explotación y mantenimiento con el 4 %.
- La retribución financiera garantizada del 5,09 % del valor neto anual de la inversión apenas representó el 28 % de la retribución total de Enagás por los costes de inversión en 2020, mientras que los gastos de explotación activados o COPEX representaron el 40 % y la amortización el 30 %.
  - El valor de los COPEX es muy significativo en la retribución de Enagás por los costes de inversión. Tanto en 2019 como en 2020 este valor fue superior a la retribución financiera del 5,09 %.
  - En comparación con retribuciones de años anteriores, la reducción de 2020 a 2021 sería del 4,8 %, pero si se permite la cuantía máxima realizable en COPEX, la retribución aumentará un 1,8 % con respecto a 2020.
- En el nuevo marco regulatorio (2021-2026), los costes tienen otro nombre, pero siguen siendo elevados.
  - El valor de la retribución por los COEV (costes de extensión de la vida útil) es el valor más elevado, un 27 %, seguido de cerca por la retribución financiera y la amortización. Los COPEX representan el 15 %.

## Proyectos futuros de «descarbonización»

- Enagás quiere invertir en nuevos proyectos para garantizar el incremento de sus ingresos y favorecer los dividendos de los accionistas.

- De ahí que esté planificando 30 proyectos de hidrógeno y 16 de biometano, así como proyectos de gas y GNL,
  - Para justificar estos nuevos proyectos utiliza el lema de la «descarbonización».
  - ¿Acabarán estas nuevas inversiones convirtiéndose en activos varados en unos años?
  - ¿La capacidad de la red de gas llegará a ser aún más excesiva?
  - ¿Seguirán los clientes españoles asumiendo los costes del exceso de inversión?

## IEEFA

El Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés) examina cuestiones relacionadas con las tendencias, las políticas y los mercados energéticos. La misión del Instituto es acelerar la transición hacia una economía energética diversa, sostenible y rentable.

[www.ieefa.org](http://www.ieefa.org)

## Sobre los autores

### Ana María Jaller-Makarewicz

Ana María Jaller-Makarewicz, analista del sector de la energía de IEEFA, asesora energética y facilitadora de formación con un grado y un máster en Ingeniería Eléctrica. Jaller-Makarewicz trabajó en compañías eléctricas, en una empresa de distribución de gas y en la Universidad del Norte de Colombia. En el Reino Unido ha trabajado como asesora energética analizando el mercado y el sector del gas natural a nivel mundial. Ha asesorado a las autoridades reguladoras de la electricidad en Bosnia y Herzegovina y al Ministerio de Energía de Nigeria, ha trabajado como contratista particular para la CMNUCC y ha impartido formación en materia de energía en África, Asia, Oriente Medio, América Latina y Europa.

### Arjun Flora

Arjun Flora es el director de Estudios de Finanzas de la Energía en Europa de IEEFA, cubriendo temas relevantes para la transición energética de los combustibles de origen fósil a tecnologías energéticas más sostenibles con bajas emisiones de carbono. Anteriormente ha trabajado en banca de inversión en tecnología energética en Alexa Capital y Jefferies en Londres, y tiene un máster en Ingeniería de la Universidad de Cambridge.

Este informe es sólo para propósitos de información y educación. El Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA) no provee consejos sobre impuestos, legal, inversión o contabilidad. Este informe no pretende proveer, y no se debe depender de él para, consejos en impuestos, legal, inversión o contabilidad. Nada en este informe está destinado a ser consejo de inversión, como oferta o solicitud de una oferta para comprar o vender, o como recomendación, endoso, o auspicio a ningún valor, compañía, o fondo. IEEFA no es responsable de cualquier decisión de inversión que usted haga. Usted es responsable de su propia investigación de inversión y decisiones de inversión. Este informe no pretende ser una guía general de inversión, ni es una fuente de alguna recomendación específica de inversión. A menos que se atribuya a otros, cualquier opinión expresada es solo nuestra opinión actual. Alguna información presentada podría haber sido provista por terceros. IEEFA cree que tal información de terceros es confiable, y la ha verificado con informes públicos cuando ha sido posible, pero no es garantía de su exactitud, puntualidad y exhaustividad; y está sujeto a cambios sin previo aviso.