

DIRECTRICES DE TRANSPARENCIA (ESPAÑA 2026)

En cumplimiento con el requerimiento de publicación de información conforme al artículo 19 y el Anexo I del **Reglamento (EU) 2024/1789** sobre las metodologías, los parámetros y los valores utilizados para determinar los ingresos autorizados de los gestores de redes de transporte del sector gasista.

Directrices de Transparencia:	
Estado Miembro:	España (ES)
Periodo tarifario:	Año Gas 2026
Inicio periodo tarifario:	1 de octubre de 2025
Fin periodo tarifario:	30 de septiembre 2026

Se detallan a continuación los 5 puntos descritos en el Anexo I de acuerdo con el siguiente.

Contenido

Punto 1: Entidad responsable	2
Punto 2: Metodologías	2
a) La metodología general	2
b) La metodología para establecer la base de activos regulados (RAB)	3
c) La metodología para determinar el coste del capital.....	5
d) La metodología para determinar el gasto total (TOTEX) o, si procede, los gastos operacionales (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX).	9
e) La metodología para determinar la eficiencia del coste (si procede).....	11
f) La metodología aplicada para fijar la inflación.	12
g) La metodología para determinar primas e incentivos (si procede).	12
h) Los costes no controlables.	13
i) Los servicios prestados dentro de la sociedad de cartera (si procede).	14
Punto 3: Parámetros de las metodologías	14
a) Valores detallados de los parámetros que forman parte del coste de los fondos propios y del coste de la deuda o del coste medio ponderado del capital, expresados en porcentajes. ...	14
b) Períodos de depreciación en años, aplicables por separado a gasoductos y compresores..	15
c) Cambios en el período de depreciación o en la aceleración de la depreciación aplicada a los activos.....	15
d) Objetivos de eficiencia (en porcentaje).	15
e) Índices de inflación.	15
f) Primas e incentivos.	15
Punto 4: Costes y gastos	16
a) La base de activos regulados por tipo de activo, detallados por año hasta su depreciación completa, incluyendo:.....	16
b) El coste del capital, incluidos el coste de los fondos propios y el coste de la deuda.	19
c) Los gastos operacionales:	20
d) Las primas y los incentivos, detallados por separado por partida.	20
Punto 5: Indicadores financieros	21
Modelo tarifario simplificado:	22

Punto 1: Entidad responsable

La entidad responsable de calcular, fijar y aprobar los diferentes componentes de la metodología es: la autoridad nacional reguladora (NRA) – Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia (CNMC).

Punto 2: Metodologías

a) La metodología general

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

Artículos considerados de la Circular 9/2019:

- Art. 3: Principios de la metodología.
- Art. 4: Periodo regulatorio.
- Art. 5: Infraestructuras incluidas y no incluidas.
- Art. 6: Costes e ingresos considerados y excluidos.
- Art. 7: Criterios de admisibilidad de costes.
- Art. 8 y 28: Ajustes por actividades conexas y por prudencia financiera.
- Art. 9: Componentes de la retribución.
- Art. 10, 11 y 20: Retribución por inversión (CAPEX).
- Art. 12, 13 y 20: Retribución por operación y mantenimiento (OPEX).
- Art. 14, 15, 16, 17 y 18: Incentivos.
- Art. 23: Instalaciones singulares con características especiales.

Descripción:

Enfoque de la metodología regulatoria

La metodología regulatoria combina elementos de **Revenue-cap**, dado que el regulador determina el ingreso del transportista; **Cost-plus**, al considerar parcialmente los costes históricos auditados; e **Incentive regulation**, al incluir incentivos y ajustes de eficiencia y productividad. Se encuentra regulada en la **Circular 9/2019** y se basa en los principios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación (Art. 3).

Periodo regulatorio e infraestructuras incluidas.

El período regulatorio es de **seis años** (Art. 4). Las infraestructuras incluidas deben contar con acta de puesta en servicio y estar contempladas en la planificación aprobada de infraestructura gasista (Art. 5), abarcando gasoductos, estaciones de compresión, centros de mantenimiento y estaciones de regulación y medida.

En España, el transporte de gas se clasifica en 1) la **Red de Transporte Troncal**¹ y 2) la **Red de Transporte de Influencia Local**; y distingue, a su vez, entre instalaciones estándar (la inmensa mayoría) e “Instalaciones singulares con características especiales” que son aquellas que, con independencia de su coste, tienen condiciones operativas o características constructivas que difieren y superan ampliamente los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas (Art. 23).

¹ El Artículo 59 de la Ley 34/1998 define la Red de Transporte Troncal que incluye, entre otros, los gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro.

Costes e ingresos considerados.

Los costes e ingresos contemplados en la metodología están regulados en el Artículo 6. Se requiere contabilidad separada por actividad y contabilidad individualizada para los activos con retribución de inversión individualizada. Algunos costes quedan excluidos, como los márgenes intragrupo, gastos en innovación y desarrollo (I+D+i), multas y publicidad. Para que los costes sean admisibles, deben ser necesarios, verificables, asignables, registrados en la contabilidad financiera y ajustados a precios de mercado e históricos (Art. 7).

Componentes de la retribución (Artículo 9).

1. Retribución por inversión (CAPEX) [Art. 10,11 y 20].
2. Retribución por operación y mantenimiento (OPEX) [Art. 12,13 y 20].
3. Incentivos por eficiencia y productividad [Art. 14-18].
4. Retribución a inversiones con impacto transfronterizo, conforme al Art. 12 del Reglamento 347/2013.
5. Ajustes por actividades conexas y por prudencia financiera [Art. 8 y 28].

b) La metodología para establecer la base de activos regulados (RAB)

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398
- **Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la CNMC**
Valores unitarios de referencia de Inversión y de Operación y Mantenimiento.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16260
- **Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC**
Sistema de Información Regulatoria de Costes (SICORE).
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8625
- **Circular 5/2009, de 16 de julio, de la CNE**
Sistema de Información Contable del Sector Energético (SICSE).
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2009-14652

i. Metodología para determinar el valor inicial (de apertura) de los activos aplicado al inicio del período regulatorio de que se trate y al incorporar nuevos activos a la base de activos regulados.

Descripción:

Determinación del valor de apertura:

El valor de apertura se denomina **Valor de Inversión Reconocido**. De acuerdo con el Artículo 11 de la Circular 9/2019, el Valor de Inversión Reconocido se calcula como el promedio entre el valor de inversión auditado (coste real) y el valor de inversión a valores unitarios (valor de referencia). A este valor se le deducen principalmente los importes que hayan sido cedidos, financiados o subvencionados por terceros.

Esta metodología incentiva al transportista a reducir sus costes reales por debajo de los valores unitarios de inversión y distribuye el riesgo de desviaciones al 50% entre el transportista y el sistema gasista, ya sea por costes reales superiores o inferiores a los valores unitarios.

Por otro lado, para las instalaciones singulares con características técnicas especiales (Artículo 23 de la Circular 9/2019) el Valor de Inversión Reconocido se establece únicamente con los valores auditados (coste real).

Valores de Inversión a valores unitarios de referencia:

Los valores de Inversión a valores unitarios se determinan con fórmulas preestablecidas que aplican un “precio” - valor unitario de referencia de inversión² publicados en la Circular 8/2020 de la CNMC – a una o varias de las características técnicas del activo. Para los principales activos, los valores de Inversión a valores unitarios se establecen de la siguiente manera:

Gasoductos	En función de la longitud (€/km) y el diámetro (€/pulgada).
Estaciones de compresión	Se valoran por unidad (€/ud) y la potencia instalada (€/kW).
Estaciones de regulación y medida (ERMs)	Se establecen por unidad, dependiendo del tipo y tamaño (Tipo G) de la turbina de medición equivalente (€/unidad).

La metodología para el cálculo de los diferentes valores de Inversión a valores unitarios de las instalaciones con derecho a retribución por inversión individualizada se desarrolla en la Circular 8/2020.

Por su parte, los valores unitarios de referencia que se aplican se determinan teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 20 de la Circular 9/2019, sobre criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia, y los Artículos 3, 5, 6 y 7 sobre principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva y admisibilidad de los costes necesarios.

De manera general, los costes e ingresos utilizados en la determinación de los valores unitarios de referencia provienen de los datos reportados anualmente por los transportistas en el Sistema de Información Regulatoria de Costes (SICORE) según la Circular 1/2015, y en el Sistema de Información Contable del Sector Energético (SICSE) según la Circular 5/2009.

Proceso de incorporación de nuevos activos en el RAB:

La incorporación de nuevos activos en la Base de Activos Regulados (RAB) se realiza en **dos fases**. En primer lugar, se lleva a cabo una **inclusión provisional**, según el Artículo 24 de la Circular 9/2019, utilizando únicamente los valores unitarios de referencia. Posteriormente, se procede a la **inclusión definitiva**, según al Artículo 25 de la misma Circular, una vez es presentada la auditoría de inversión con el coste real necesario para aplicar la metodología y que será analizado en base a los criterios de admisibilidad (Art. 7 de la Circular 9/2019).

ii. La metodología para reevaluar los activos.

Descripción:

La metodología de retribución **no contempla la reevaluación, o revalorización, de los activos** una vez determinado su Valor de Inversión Reconocido (valor de apertura).

Sin embargo, **aunque no se reevalúa o revaloriza** en virtud de esta metodología, el valor de los activos durante el proceso de transición de la inclusión provisional (Art. 24 de la Circular 9/2019) a la inclusión definitiva (Art. 25 de la Circular 9/2019) puede sufrir actualizaciones una vez presentada la auditoría de inversión.

² Obtenidos conforme a la metodología de valores unitarios (Art. 20 de la Circular 9/2019 de la CNMC).

iii. Explicaciones sobre la evolución del valor de los activos.

Descripción:

Una vez determinado el valor de apertura (Valor de Inversión Reconocido) con los valores unitarios de referencia y los valores auditados (coste real) admitidos, **se mantiene constante**.

Al inicio de cada nuevo periodo, los valores unitarios de referencia son analizados y **actualizados** en función de los costes e información reportados anualmente por los transportistas a través de los sistemas SICORE y SICSE, como parte de la información analítica requerida, para poder aplicar lo establecido en la Circular 8/2020.

Los nuevos valores obtenidos serán utilizados para determinar el Valor de Inversión Reconocido de las nuevas inversiones en el nuevo periodo retributivo

iv. El tratamiento de los activos retirados del servicio.

Descripción:

Los planes de cierre (Art. 22 de la Circular 9/2019) pueden referirse tanto a bajas temporales como a bajas definitivas de los activos. Los cierres deben ser autorizados previamente por la administración competente que autorizó su construcción (ministerio o comunidad autónoma).

En términos retributivos (Art. 27 de la Circular 9/2019) los activos afectados por un cierre se retiran de la Base de Activos Regulados (RAB) una vez que la autoridad competente emite el acta de cierre. Las **bajas temporales no devengarán retribución durante dicho periodo**. Cuando las **bajas son definitivas**, el activo deja de generar retribución y se considera fuera del marco regulatorio a efectos de inversión y amortización.

v. La metodología de depreciación aplicada a la base de activos regulados, incluido cualquier cambio aplicado a los valores.

Descripción:

Según el Artículo 10 de la Circular 9/2019, **la depreciación es lineal y diaria**, calculada en función de los días de vida regulatoria a partir de la fecha del acta de puesta en servicio de cada activo con retribución individualizada. Esta se aplica sobre el Valor de Inversión Reconocido, considerando la vida útil regulatoria incluida en el mismo artículo, dando lugar a la Retribución por Amortización (la cual se incluye dentro de la Retribución del CAPEX).

c) La metodología para determinar el coste del capital.

Referencias:

- **Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC**
Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16639

Artículos considerados de la Circular 2/2019:

- Art. 2: Tasa de retribución financiera y WACC.
- Art. 3: Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.
- Art. 4: Selección del grupo de comparadores.
- Art. 5: Ratio de apalancamiento regulatoria.
- Art. 6: Tasa impositiva.

Artículos considerados de la Circular 2/2019:

- Art. 7: Tasa libre de riesgo.
- Art. 8: Coeficiente beta.
- Art. 9: Prima de riesgo del mercado.
- Art. 10: Coste de la deuda.

Descripción:

Enfoque de la metodología:

La **tasa de retribución financiera** aplicada a las empresas transportistas de gas natural en España durante el periodo regulatorio vigente (2021-2026) se determina conforme a la metodología establecida en el Artículo 2 de la Circular 2/2019. La tasa de retribución financiera corresponde a un WACC (coste medio ponderado del capital) nominal antes de impuestos (*pre-tax*) y, para calcularlo, se utiliza un WACC nominal después de impuestos (*post-tax*) al que se le aplica la tasa impositiva estatutaria de España.

El **WACC nominal después de impuestos** (*post-tax*) se obtiene mediante una fórmula general (Art. 2) en la que la rentabilidad esperada de los fondos propios y el coste de la deuda se ponderan de acuerdo con la ratio de apalancamiento regulatoria establecida en esta Circular. Para la estimación de determinados parámetros se emplea información de un grupo de empresas que han sido seleccionadas previamente como comparadoras.

La metodología del WACC incorpora los **siguientes elementos**, que se desarrollarán en los apartados siguientes:

- 1) Selección del grupo de comparadores (Art. 4).
- 2) Cálculo de la ratio de apalancamiento regulatoria (Art. 5).
- 3) Tasa impositiva (Art. 6).
- 4) Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios (Art. 2, 7, 8 y 9).
- 5) Cálculo del coste de la deuda (Art. 10).

El **periodo de cálculo de la tasa** (Art. 3) es de seis años, en línea con la duración de los periodos regulatorios. Para cada periodo regulatorio, que abarca del año *n* al año *n*+5, la fecha de cierre de los cálculos es el 31 de diciembre del año *n*-3. Además, el periodo de cálculo comprende los seis años previos a la fecha de cierre, es decir, del año *n*-8 al año *n*-3, ambos inclusive. En el caso del periodo regulatorio actual (2021-2026), la fecha de cierre de datos fue el 31 de diciembre de 2018, y el periodo de cálculo abarcó de 2013 a 2018.

Selección del grupo de comparadores (Art. 4):

La **selección de empresas comparadoras** tiene como objetivo identificar compañías con un perfil de riesgo sistemático similar al de las empresas reguladas, garantizando una muestra representativa y fiable. Para lograrlo, se busca un equilibrio entre contar con suficientes referencias para minimizar errores de estimación y evitar el sesgo por la inclusión de empresas no comparables.

De acuerdo con el Artículo 4 de esta Circular, se seleccionan empresas cotizadas de Europa Occidental que realizan actividades de transporte y distribución de los sectores eléctrico y gasista, así como empresas que consoliden grupos de sociedades asegurando que tengan un peso relevante en actividades de redes. Los

países de origen de estas empresas deben tener una superficie mayor a 20.000 km² y una calificación de deuda soberana superior a BB-/Ba3. Se excluye a Suiza por no estar sujeta a directivas europeas y se incluye a Noruega, que sí las sigue en materia energética.

La identificación de estas empresas se realiza inicialmente a través del índice *STOXX® Europe TMI Utilities BUTP* y, posteriormente, se realiza una búsqueda adicional en Bloomberg con el fin de analizar otras empresas similares consideradas relevantes y que no estén incluidas en el índice anterior. Además, para garantizar la fiabilidad del análisis, se descartan aquellas empresas que no dispongan de información financiera suficiente.

El listado de empresas comparadoras utilizado para el cálculo de la tasa se desarrolla en la Memoria explicativa³ de la Circular 2/2019 de la CNMC.

Cálculo de la ratio de apalancamiento regulatoria (Art. 5):

La ratio de apalancamiento representa la estructura financiera de una empresa. La **ratio de apalancamiento regulatoria** es aquella considerada razonable a nivel regulatorio, es decir, que tenga en cuenta, por una parte, la necesidad de que las empresas que realizan actividades reguladas estén debidamente capitalizadas y, por otra parte, que los consumidores no soporten costes derivados de una estructura financiera ineficiente.

En el WACC se utiliza la ratio de apalancamiento regulatoria para ponderar el coste de la deuda y los fondos propios. De acuerdo con la metodología (Art. 5) la ratio de apalancamiento regulatoria se determina teniendo en cuenta tanto la ratio de apalancamiento observada de los comparadores seleccionados, como las ratios de apalancamiento regulatorias que consideran otros reguladores europeos.

La **ratio de apalancamiento de los comparadores** se calcula a través de dos métodos:

- 1) **Método 1:** Se obtiene el promedio de la ratio de apalancamiento de cada empresa comparadora, eliminando valores atípicos mediante un criterio de dos desviaciones estándar respecto a la media. Esta alternativa proporciona el mismo peso a todas las empresas sin importar su tamaño.
- 2) **Método 2:** Se obtiene dividiendo el sumatorio de las deudas netas entre la suma de deuda neta y capitalización de mercado de todas las empresas comparadoras. En esta alternativa las empresas más grandes tienen mayor impacto en el resultado.

Si bien el apalancamiento observado de los comparadores se tiene en consideración, éste no se adopta directamente. El resultado de ambos métodos, **junto con las ratios de apalancamiento empleadas por otros reguladores europeos**, se utilizan como referencia para establecer la ratio de apalancamiento regulatoria de esta metodología.

Tasa impositiva (Art. 6):

Para cada país se considera la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE en el año n-3. Si la OCDE distingue entre la tasa impositiva del gobierno central y las aplicables a nivel regional, se emplea la tasa impositiva total.

³ Memoria explicativa de la Circular 2/2019 de la CNMC. (CIR/DE/011/19).
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2749939_32.pdf

Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios (Art. 2, 7, 8 y 9):

La **rentabilidad esperada de los fondos propios** se determina conforme a la fórmula establecida en punto 3 del Artículo 2 de la Circular 2/2019. El valor obtenido es nominal después de impuestos (*post-tax*). Su cálculo se basa en tres elementos principales:

- a) La **tasa libre de riesgo**⁴ (Art. 7) se obtiene promediando las cotizaciones diarias del Bono del Estado español a 10 años entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3. Si este periodo se ve afectado por el programa de *Expansión Cuantitativa* (QE)⁵ del Banco Central Europeo, puede aplicarse un ajuste. Precisamente, el cálculo de la tasa libre de riesgo del transporte gasista del periodo regulatorio 2021-2026 se ajustó en 80 puntos básicos por este efecto.
- b) El **coeficiente beta**⁶ (Art. 8) que se utiliza en la fórmula del WACC corresponde a una *beta reapalancada*⁷, en cuyo cálculo interviene la beta desapalancada de la actividad regulada, la ratio regulatoria entre la deuda y los fondos propios (el que corresponda a la ratio de apalancamiento regulatoria seleccionada) y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España. La *beta desapalancada de la actividad regulada* corresponde al promedio de las betas desapalancadas de los comparadores que hayan superado un test de liquidez⁸. Para calcular la *beta desapalancada de cada uno de los comparadores*, en primer lugar, se obtiene su beta apalancada empleando un análisis de regresión estadística sobre datos semanales del valor de las acciones de cada comparador con respecto a su correspondiente índice bursátil local en los últimos seis años (comprendidos entre el 1 de enero del año n-8 al 31 de diciembre del año n-3), según los datos de Bloomberg; una vez obtenidas, las betas se desapalancan⁹ para homogeneizarlas eliminando cualquier efecto relacionado con su estructura financiera.
- c) La **prima de riesgo de mercado**¹⁰ (Art. 9) se estima a través del método de análisis histórico de las rentabilidades del mercado frente a la tasa libre de riesgo. De acuerdo con la Circular 2/2019, se calcula como la prima de riesgo de mercado de cada uno de los países en los que se realiza la búsqueda de comparadores, ponderada por su capitalización bursátil. Las primas de riesgo de mercado por país se determinan promediando la media geométrica y la media aritmética de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos soberanos, tomando como referencia el período de 1900 a n-3, con base en los datos del informe anual de *Dimson, Marsh y Staunton (DMS Global Investment Returns Yearbook)*.

⁴ La **tasa libre de riesgo** se define como aquella cuya covarianza con el mercado es cero, es decir, no está expuesta a riesgo sistemático. Generalmente, se utiliza la deuda soberana como referencia.

⁵ Mecanismo por el cual el Banco Central Europeo (BCE) compra activos financieros, principalmente bonos soberanos y corporativos, para aumentar la liquidez en el sistema financiero y estimular la economía.

⁶ El **coeficiente beta** mide el riesgo sistemático o no diversificable de las actividades reguladas de redes, cuantificando la sensibilidad de la rentabilidad de una acción en relación con los movimientos del índice bursátil local. Una beta mayor a 1 indica que el activo es más volátil que el mercado, mientras que una beta menor a 1 sugiere menor volatilidad relativa.

⁷ Para *reapalancar* la beta se utiliza la fórmula de Hamada.

⁸ Para garantizar la representatividad del coeficiente beta, únicamente se consideran las empresas comparadoras que hayan superado el *test de liquidez*, es decir, aquellas cuyo *bid-ask spread medio* en los últimos seis años no supere el 1%.

⁹ Para *desapalancar* las betas se utiliza la fórmula de Modigliani-Miller.

¹⁰ La **prima de riesgo de mercado** se define como la diferencia entre la rentabilidad esperada del mercado y la tasa libre de riesgo.

Cálculo del coste de la deuda (Art. 10):

El **coste de la deuda** utilizado en el WACC se obtiene promediando los valores anuales calculados del periodo $n-8$ a $n-3$. El valor obtenido es nominal antes de impuestos (*pre-tax*).

El coste de la deuda en cada año del periodo $n-8$ a $n-3$ es el promedio del coste de la deuda de los comparadores en ese año. El coste de la deuda de cada comparador en cada año se calcula sumando las cotizaciones diarias del tipo de interés de referencia a 10 años (*Interest Rate Swap – IRS*) y de los *Credit Default Swap*¹¹ (**CDS**).

Si una empresa (o su grupo) no dispone de datos de CDS en un año determinado, se utiliza la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**¹² de sus emisiones de deuda con vencimientos entre 8 y 12 años para estimar el coste de su deuda. Únicamente se consideran emisiones con una calificación crediticia de Baa3/BBB- o superior, en línea con los criterios de selección del grupo de comparadores (Art. 4).

d) La metodología para determinar el gasto total (TOTEX) o, si procede, los gastos operacionales (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX).

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398
- **Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la CNMC**
Valores unitarios de referencia de Inversión y de Operación y Mantenimiento.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16260

Descripción:

TOTEX (Art. 9):

La metodología de retribución de los activos de transporte (TOTEX) se basa en un **enfoque CAPEX + OPEX**.

En términos generales, la retribución se compone de los siguientes elementos: la retribución por inversión en los activos (CAPEX), la retribución por operación y mantenimiento (OPEX), los ajustes e incentivos de eficiencia y productividad, y la retribución a inversiones con impacto transfronterizo. Todo ello se desarrolla en el Capítulo III de la misma circular.

Adicionalmente, la metodología contempla un **ajuste ex post** por actividades conexas y por prudencia financiera (penalización por sobreendeudamiento), conforme a lo establecido en los Artículos 8 y 28 de la *Circular 9/2019*.

CAPEX (Art. 10 y 11):

La retribución por inversión en los activos (CAPEX) se establece anualmente y cubre distintos conceptos:

- a) **Retribución por Amortización:** Se trata de la retribución de los transportistas por los activos con derecho a retribución individualizada que es determinada considerando el Valor de Inversión Reconocido (Art. 11) y la vida útil regulatoria del activo en cuestión (Art. 10).

¹¹ *Credit Default Swap*. Seguro de riesgo de crédito que cubre el impago del principal del bono de un determinado emisor. Es un instrumento financiero que mide el riesgo de crédito de las empresas emisoras.

¹² Se utiliza la TIR en la fecha de la emisión.

- b) **Retribución Financiera:** Es la retribución de los transportistas por los activos con derecho a retribución individualizada que es determinada en función de su Valor Neto¹³ y la tasa de retribución financiera aplicable en cada periodo regulatorio que se determina según la Circular 2/2019 de la CNMC.
- c) **Retribución de proyectos vinculados a su uso (gas vehiculado):** Aplica a activos de nuevos proyectos de influencia local que se desarrollen con posterioridad a 2020. Básicamente, consiste en determinar la retribución total por Amortización y Retribución financiera de todos los activos del proyecto durante su vida regulatoria y establecer una retribución unitaria (€/MWh) en base a las estimaciones de gas vehiculado por el transportista para dicho periodo; de esta forma, el riesgo de demanda es asumido por el transportista. Su retribución anual variará en función de la cantidad real de gas vehiculado por dicho proyecto y lo estará percibiendo hasta que alcance el volumen de gas vehiculado estimado inicialmente¹⁴.
- d) **Retribución financiera por la adquisición del gas de nivel mínimo de llenado o gas talón:** Se refiere a la retribución financiera del coste del gas adquirido para presurizar los gasoductos para permitir su correcta operación. El gas talón no genera derechos de cobro de otros conceptos retributivos.

OPEX (Art. 12 y 13):

La retribución por operación y mantenimiento (OPEX) se determina anualmente y cubre distintos conceptos:

- a) **Retribución por Valores Unitarios de O&M:** retribuye todos aquellos costes necesarios para el desempeño del transportista que no son considerados costes de inversión de un activo con derecho a retribución individualizada¹⁵. Quedan retribuidos bajo este concepto (Art. 15 de la Circular 8/2020) los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, relacionados con:
 - La operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal y demás recursos organizativos necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista¹⁶.
 - El mantenimiento de conservación y disponibilidad, en sus modalidades preventiva y correctiva, necesario para garantizar que una instalación opera en condiciones adecuadas de funcionamiento.
 - El mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la

¹³ Calculado como el Valor de Inversión Reconocido menos la amortización ya devengada.

¹⁴ Si logra vehicular dicho gas en menos tiempo que la vida útil regulatoria preestablecida, tendrá mayor rentabilidad; y si necesita más tiempo tendrá menos rentabilidad.

¹⁵ Salvo que la CNMC determine, mediante resolución y previa audiencia pública, que un concepto de coste específico ha de considerarse un coste de O&M que no ha sido incluido directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de O&M y, por tanto, ha de retribuirse a través de otro concepto retributivo separado y conforme a las condiciones establecidas para su reconocimiento.

¹⁶ Esto incluye, entre otros, los costes indirectos o estructurales relacionados con administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información y servicio de seguridad y vigilancia.

instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el Artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Su importe se determina con fórmulas preestablecidas que aplican un “precio” – los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento¹⁷ publicados en la Circular 8/2020 de la CNMC – a una o varias de las características técnicas de los activos de la Base de Activos Regulados (RAB). Para los principales activos, la Retribución por Valores Unitarios de O&M se establecen de la siguiente manera:

Gasoductos	En función de la longitud (€/km) y el diámetro (€/pulgada).
Estaciones de compresión	Se valoran por unidad (€/ud) y la potencia instalada (€/kW).
Estaciones de regulación y medida (ERMs)	Se establecen por unidad, dependiendo del tipo y tamaño (Tipo G) de la turbina de medición equivalente (€/unidad).

b) **Retribución por otros costes de O&M (OCOM):** retribuye aquellos costes de O&M necesarios para el desempeño del transportista que la Comisión determinó que no están incluidos directa o indirectamente en el cálculo de los valores unitarios de referencia de O&M anteriores, se distinguen dos tipos:

- **Gastos de explotación activados (COPEX):** Corresponde a gastos no recurrentes en el tiempo, activados por el transportista como mayor valor de la inversión y que son incurridos en la actualización de instalaciones en servicio por motivos de obsolescencia o por mejora de las condiciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento. Cuando estos costes son superiores a 250.000 € (Artículo 13 de la Circular 9/2019) se retribuyen con un importe equivalente a considerar una amortización de 2 años y una retribución financiera equivalente a la de activos con retribución individualizada de inversión.
- **Costes no controlables:** Corresponde a costes de O&M cuya evolución y gestión se considera que están fuera del control del transportista o su control es muy limitado. Estos costes se retribuyen según el coste real auditado y están especificados en los Artículos 12 de la Circular 9/2019 y 24 de la Circular 8/2020. En términos generales, incluyen gastos de adquisición de gas operación y odorante, suministro eléctrico, incrementos de las tasas municipales y portuarias y/o COPEX con un importe inferior a 250.000 €.

e) **La metodología para determinar la eficiencia del coste (si procede).**

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

Descripción:

En el contexto español, no existe una metodología específica para determinar la eficiencia del coste dentro del régimen retributivo. No obstante, esta eficiencia se refleja indirectamente en el cálculo de los valores unitarios de referencia de O&M (art. 12 y 20 de la Circular 9/2019) y en el incentivo por mejora de productividad (RMP)

¹⁷ Obtenidos conforme a la metodología de valores unitarios (Art. 20 de la Circular 9/2019 de la CNMC).

establecido en el Artículo 17 de la misma circular. Los transportistas están incentivados a reducir sus costes operativos, ya que pueden retener a futuro un porcentaje de los ahorros logrados. Estos costes optimizados sirven también como referencia para ajustar los valores unitarios de O&M en los periodos regulatorios posteriores.

f) La metodología aplicada para fijar la inflación.

Descripción:

La fijación de la inflación en el ámbito retributivo no sigue un mecanismo de actualización automática en cumplimiento de la *Ley 2/2015, de 30 de marzo, de Desindexación de la Economía Española*.

No obstante, los efectos de la inflación se consideran en la determinación de los valores unitarios de referencia, establecidos conforme a la metodología de la *Circular 9/2019 de la CNMC* y la *Circular 8/2020 de la CNMC*, los cuales se analizan y ajustan al inicio de cada periodo retributivo. Este ajuste se basa en los costes e ingresos reportados por los transportistas, de acuerdo con lo establecido en la *Circular 1/2015 de la CNMC (SICORE)*.

g) La metodología para determinar primas e incentivos (si procede).

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398
- **Circular 7/2021, de 28 de julio, de la CNMC**
Metodología para cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-13385>

Descripción:

Primas e incentivos (Art. 14 al 18):

Las primas e incentivos se desarrollan en el concepto de la metodología conocido como Ajustes a la Retribución por Productividad y Eficiencia (ARPE) en el Art. 14 de la Circular 9/2019. En este concepto se incluyen los siguientes:

- a) **REUV: Retribución por Extensión de Vida Útil (Art. 15):** Incentiva el uso prolongado de activos más allá de su vida útil regulatoria, otorgando al transportista un ingreso adicional que, actualmente¹⁸, se establece aplicando un porcentaje al importe de Retribución por Valores Unitarios de O&M asociado al activo. El porcentaje aplicado varía en función de los años adicionales en servicio, cuanto más tiempo se utilice el activo, mayor será el coeficiente por aplicar.
- b) **RCS: Retribución por Continuidad de Suministro (Art. 16):** Introducido en 2014, actualmente es un concepto transitorio que permite el ajuste desde el modelo retributivo previo. Su importe se reduce progresivamente cada año.
- c) **RPM: Retribución por Mejora de Productividad (Art. 17):** Incentiva la reducción de costes operativos (OPEX) en comparación con la Retribución por Valores Unitarios de O&M, permitiéndoles a las empresas retener un porcentaje de los ahorros conseguidos en los periodos regulatorios anteriores que seguirán cobrando en periodos posteriores.

¹⁸ En la metodología que aplicó hasta el 5 julio de 2014 para activos puestos en servicio antes del 1 de enero de 2008, este tipo de incentivo se establecía como un porcentaje del importe de la última anualidad de la retribución de amortización y retribución financiera

- d) **IM: Incentivo por Mermas:** Incentiva la implementación de medidas para minimizar las pérdidas de gas en el sistema, conforme la Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista.
- e) **IDS: Incentivo de Desarrollo Sostenible (Art. 18):** Fomenta el desarrollo de proyectos en el que se promocióne el uso del gas natural en transporte marítimo y terrestre, otorgando una retribución adicional por el gas vendido en estaciones de servicio destinadas al gas natural vehicular.

Ajustes y penalizaciones (Art. 8 y 28):

La retribución anual de los transportistas puede reducirse por los siguientes motivos:

- a) **Productos y servicios conexos (Art. 8):** Son actividades no reguladas que las empresas realizan para terceros cuyos costes, en parte, son soportados por las actividades reguladas al utilizar instalaciones o recursos que son retribuidos a través de dichas actividades reguladas, por ejemplo, el alquiler de fibra óptica excedentaria de la red o del porta-cables donde se ubica ésta. Para incentivar la correcta imputación de costes entre las actividades reguladas y conexas, así como evitar impactos en la retribución del sistema gasista, deben informar anualmente a la CNMC los ingresos generados y los costes asociados en las actividades conexas, que evaluará su impacto y aplicará un ajuste¹⁹ retributivo si corresponde de acuerdo con la metodología de la Resolución de 31 de julio de 2024.
- b) **Penalización por endeudamiento excesivo (Art. 28):** Para garantizar la prudencia financiera de las empresas de transporte, se establece una penalización si sus ratios financieras están fuera de los valores recomendables de la *Comunicación 1/2019 de la CNMC*. La penalización aplica solo si el índice global de ratios (IGR) basado en los estados financieros de dos años atrás es inferior al 90%.

h) **Los costes no controlables.**

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398
- **Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la CNMC**
Valores unitarios de referencia de Inversión y de Operación y Mantenimiento.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16260

Descripción:

Los costes no controlables forman parte del concepto OCOM dentro de la metodología de retribución de OPEX y su retribución **se basa en el coste real auditado**. Estos costes están definidos en el *Artículo 12 de la Circular 9/2019* y detallados en el *Artículo 24 de la Circular 8/2020*. Los principales costes no controlables son:

¹⁹ Este ajuste se establece en función del volumen de ingresos y beneficios obtenidos por los servicios conexos. En concreto, cuando los ingresos de la empresa por servicios conexos superen un volumen de 2.000.0000 € o represente un porcentaje superior al 0,5% de su retribución anual y los beneficios del servicio conexo superen los 200.000 € o tenga un margen bruto superior a 20 %.

- a) Coste de adquisición de **gas de operación** para transporte.
- b) Coste de adquisición de **odorante**.
- c) Coste del **suministro eléctrico** para motores eléctricos en estaciones de compresión.
- d) Incrementos por actualización de **tasas municipales** y tasas de ocupación del dominio público portuario, a partir de 1 de enero de 2021.

i) Los servicios prestados dentro de la sociedad de cartera (si procede).

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

Descripción:

El transportista puede contratar servicios prestados por empresas de su propio grupo empresarial. No obstante, los **márgenes añadidos en estas operaciones intragrupo** no se incluirán en la retribución reconocida (Art. 6 de la Circular 9/2019). Además, dichas operaciones deben cumplir principios de transparencia, ser explícitamente detalladas y cuantificadas en la información reportada conforme a las reglas de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, garantizando así un control adecuado sobre los costes y evitando distorsiones en la retribución regulada.

Asimismo, si el transportista presta servicios conexos a empresas de su mismo grupo, estarán sujetos a los criterios establecidos en el Art. 8 de la Circular 9/2019.

Punto 3: Parámetros de las metodologías

Los valores de los parámetros utilizados en la metodología.

a) Valores detallados de los parámetros que forman parte del coste de los fondos propios y del coste de la deuda o del coste medio ponderado del capital, expresados en porcentajes.

Referencias:

- **Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la CNMC**
Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-16639

Descripción:

Los valores de los parámetros del coste de capital que se muestran a continuación son válidos para el periodo regulatorio 2021-2026.

Parámetros del coste de capital (D.A. Segunda):

Empresas incluidas en el grupo de comparadores ²⁰ :	29
Ratio de apalancamiento regulatoria (RA):	50 %
Tasa impositiva (T):	25 %
Coste de los fondos propios (R_{FP}) (nominal, <i>post-tax</i>):	6,48 %
a) Tasa libre de riesgo:	3,03 %
<i>en el cual hay un ajuste por QE:</i>	80 pbs
b) Coeficiente Beta:	0,74
<i>usando una Beta desapalancada:</i>	0,42
c) Prima de riesgo del mercado:	4,64 %
Coste de la deuda (R_D) (nominal, <i>pre-tax</i>):	2,24 %

²⁰ Esta información se detalla en la Memoria explicativa de la Circular 2/2019 de la CNMC. (CIR/DE/011/19).
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2749939_32.pdf

b) Períodos de depreciación en años, aplicables por separado a gasoductos y compresores.

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

Descripción:

Los valores de los parámetros de la depreciación que se muestran a continuación son válidos para el periodo regulatorio 2021-2026.

Parámetros de la depreciación (Art. 10):

Gasoductos:	40 años
Estaciones de Regulación y Medida (ERMs):	30 años
Estaciones de Compresión:	20 años

c) Cambios en el período de depreciación o en la aceleración de la depreciación aplicada a los activos.

Descripción:

La metodología de retribución vigente en España **no ha introducido cambios** en los períodos de depreciación ni en la aceleración de la amortización aplicada a los activos.

Sin embargo, en periodos regulatorios anteriores sí se realizaron ajustes para alinear la vida útil regulatoria. Por ejemplo, en 2014 cuando la vida útil de los gasoductos puestos en servicio antes de 2008 se amplió de 30 a 40 años.

d) Objetivos de eficiencia (en porcentaje).

Descripción:

Tal y como se señala en el punto 2(e), en el contexto español no existe una metodología específica para determinar la eficiencia del coste dentro del régimen retributivo, por lo que **no existe un objetivo de eficiencia** como tal.

e) Índices de inflación.

Descripción:

Tal y como se señala en el punto 2(f), la fijación de la inflación en el ámbito retributivo del sistema gasista español no sigue un mecanismo de actualización automática, por lo que **no existe un índice de inflación** como tal.

f) Primas e incentivos.

Referencias:

- **Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC**
Metodología de retribución de los activos de transporte de gas natural.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398
- **Circular 7/2021, de 28 de julio, de la CNMC**
Metodología para cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-13385>

Descripción:

Los valores de los parámetros de primas e incentivos que se muestran a continuación son válidos para el periodo regulatorio 2021-2026.

Parámetros de la primas e incentivos:

REUV: <i>Artículo 15 de la Circular 9/2019.</i>	Los coeficientes de aplicación de este concepto son: ▪ Primeros 5 años: 0.30 ▪ Entre el 6º y 10º año: $0.30 + 0.01 * (X-5)$ ▪ Entre el 11º y 15º año: $0.35 + 0.02 * (X-10)$ ▪ A partir del 16º año: $0.45 + 0.03 * (X-15)$ <i>* El valor resultante nunca puede ser superior a 1.</i>
RCS: <i>Disposición Adicional (D.A. 8ª único punto) de la Circular 9/2019.</i>	Los coeficientes de aplicación que se aplica al RCS base (año 2020) son los siguientes.: ▪ 2021: ¾ del 95% del RCS base. ▪ 2022: 80% del RCS base. ▪ 2023: 65% del RCS base. ▪ 2024: 50% del RCS base. ▪ 2025: 35% del RCS base. ▪ 2026: 20% del RCS base.
RMP: <i>Disposición Adicional (D.A. 9ª punto 2) de la Circular 9/2019.</i>	El importe de mejora de productividad observada (MPO) se reparte de la siguiente manera: 50% al transportista y 50% al sistema gasista (usuarios).
IM: <i>Artículo 14 de la Circular 9/2019.</i>	Calculado anualmente por la CNMC según lo establecido en la Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista.
IDS: <i>Disposición Adicional (D.A. 9ª punto 3) de la Circular 9/2019.</i>	La retribución unitaria adicional por el gas vendido en estaciones de servicio destinadas al gas natural vehicular se fija en 0,50€/MWh .

Punto 4: Costes y gastos

Los valores de los costes y gastos que se utilizan para fijar los ingresos autorizados u objetivo, en moneda local y en euros, de:

a) La base de activos regulados por tipo de activo, detallados por año hasta su depreciación completa, incluyendo:

i. La inversión añadida a la base de activos regulados, por tipo de activo:

Valor de inversión reconocido (valor bruto del RAB):

en euros (€)	Valor Bruto del RAB					
	"Valor de Inversión Reconocido"					
Año gas ⁽¹⁾	SECTOR GAS					
	Gasoductos	Gas Talón Gasoductos	ERMs	Compresores	Resto de activos	TOTAL Sector Gas
2022	5.355.851.431,78	54.611.828,83	258.362.932,61	697.628.385,28	125.271.869,83	6.491.726.448,33
2023	5.356.343.169,36	54.611.828,83	258.514.931,97	712.803.286,01	125.271.869,83	6.507.545.086,00
2024	5.356.343.169,36	54.611.828,83	258.802.534,75	712.803.286,01	125.271.869,83	6.507.832.688,78
2025	5.356.343.169,36	54.611.828,83	258.883.667,45	712.803.286,01	125.271.869,83	6.507.913.821,48
2026	5.356.343.169,36	54.611.828,83	258.883.667,45	712.803.286,01	125.271.869,83	6.507.913.821,48

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Valor de inversión neto pendiente de amortizar (valor neto del RAB):

en euros (€)	Valor Neto del RAB					
	"Valor de Inversión Neto pendiente de Amortizar"					
Año gas ⁽¹⁾	SECTOR GAS					
	Gasoductos	Gas Talón Gasoductos	ERMs	Compresores	Resto de activos	TOTAL Sector Gas
2022	2.613.698.443,42	54.611.828,83	101.122.139,23	202.052.209,73	4.285.516,74	2.975.770.137,95
2023	2.512.394.236,92	54.611.828,83	95.424.232,67	172.365.704,75	3.652.160,04	2.838.448.163,21
2024	2.411.090.030,40	54.611.828,83	89.501.366,41	158.015.837,07	3.025.160,87	2.716.244.223,58
2025	2.309.988.942,38	54.611.828,83	83.696.461,45	128.311.786,30	2.396.443,90	2.579.005.462,86
2026	2.208.672.450,85	54.611.828,83	77.717.744,29	104.415.218,27	1.769.444,73	2.447.186.686,97
2027	2.107.355.959,36	54.611.828,83	71.658.169,59	84.444.758,15	1.142.445,57	2.319.213.161,50
2028	2.006.039.467,83	54.611.828,83	65.601.046,59	64.522.369,02	808.324,38	2.191.583.036,65
2029	1.904.445.396,88	54.611.828,83	59.558.837,18	46.676.119,30	495.811,95	2.065.787.994,14
2030	1.803.137.613,16	54.611.828,83	53.538.758,78	32.773.151,42	292.623,05	1.944.353.975,24
2031	1.701.870.481,72	54.611.828,83	47.518.680,39	22.396.884,45	157.432,40	1.826.555.307,79
2032	1.600.804.261,15	54.611.828,83	41.593.712,53	14.303.212,93	109.521,12	1.711.422.536,56
2033	1.499.986.429,51	54.611.828,83	35.991.914,71	11.844.773,47	78.905,58	1.602.513.852,10
2034	1.399.632.410,14	54.611.828,83	30.796.598,70	9.945.346,20	56.155,66	1.495.042.339,53
2035	1.299.787.320,49	54.611.828,83	25.911.142,92	8.045.918,93	33.405,75	1.388.389.616,92
2036	1.200.048.085,69	54.611.828,83	21.436.317,36	6.146.491,66	10.655,83	1.282.253.379,37
2037	1.100.875.291,01	54.611.828,83	17.318.431,12	5.198.593,84	2.300,85	1.178.006.445,65
2038	1.004.912.164,19	54.611.828,83	13.520.685,66	4.440.368,14	2.101,80	1.077.487.148,62
2039	911.561.656,88	54.611.828,83	10.063.330,33	3.682.142,44	1.902,74	979.920.861,22
2040	821.315.823,74	54.611.828,83	7.157.654,52	2.923.916,73	1.703,69	886.010.927,51
2041	732.349.571,36	54.611.828,83	4.907.303,95	2.163.613,70	1.504,09	794.033.821,93
2042	645.913.845,61	54.611.828,83	3.064.199,20	1.405.387,99	1.305,03	704.996.566,66
2043	562.786.651,06	54.611.828,83	1.908.589,46	647.162,29	1.105,98	619.955.337,62
2044	481.188.568,05	54.611.828,83	1.192.417,54		906,92	536.993.721,34
2045	403.455.987,96	54.611.828,83	702.793,75		707,32	458.771.317,86
2046	331.989.368,51	54.611.828,83	475.965,34		508,27	387.077.670,95
2047	263.398.064,40	54.611.828,83	358.819,07		309,21	318.369.021,51
2048	196.304.009,69	54.611.828,83	274.821,49		120,03	251.190.780,04
2049	134.004.197,94	54.611.828,83	197.904,85			188.813.931,62
2050	84.844.946,11	54.611.828,83	133.417,15			139.590.192,09
2051	54.366.535,88	54.611.828,83	73.528,98			109.051.893,69
2052	29.265.778,43	54.611.828,83	38.224,64			83.915.831,90
2053	13.724.039,80	54.611.828,83	20.625,28			68.356.493,91
2054	5.992.070,99	54.611.828,83	3.696,01			60.607.595,83
2055	1.990.076,33	54.611.828,83	22,21			56.601.927,37
2056	676.506,11	54.611.828,83				55.288.334,94
2057	227.732,08	54.611.828,83				54.839.560,91
2058	143.382,79	54.611.828,83				54.755.211,62
2059	99.152,04	54.611.828,83				54.710.980,87
2060	64.545,72	54.611.828,83				54.676.374,55
2061	38.100,41	54.611.828,83				54.649.929,24
2062	25.815,38	54.611.828,83				54.637.644,21
2063	13.530,36	54.611.828,83				54.625.359,19
2064	1.245,33	54.611.828,83				54.613.074,16

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

ii. La depreciación por tipo de activo, hasta su depreciación total:

en euros (€)	Gasto de Amortización				
	<i>"Depreciación"</i>				
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS				
	Gasoductos	ERMs	Compresores	Resto de activos	TOTAL Sector Gas
2022	101.304.206,50	6.074.900,82	29.686.504,99	633.356,70	137.698.969,01
2023	101.304.206,50	6.074.865,61	29.524.768,41	626.999,17	137.530.839,68
2024	101.592.825,62	6.092.507,74	29.704.050,77	628.716,97	138.018.101,11
2025	101.316.491,53	6.059.849,88	23.896.568,03	626.999,17	131.899.908,60
2026	101.316.491,53	6.059.574,73	19.970.460,13	626.999,17	127.973.525,55
2027	101.316.491,53	6.057.122,99	19.922.389,13	334.121,19	127.630.124,83
2028	101.594.070,96	6.042.209,42	17.846.249,72	312.512,43	125.795.042,52
2029	101.307.783,71	6.020.078,40	13.902.967,87	203.188,91	121.434.018,89
2030	101.267.131,45	6.020.078,40	10.376.266,97	135.190,65	117.798.667,46
2031	101.066.220,57	5.924.967,86	8.093.671,53	47.911,28	115.132.771,24
2032	100.817.831,63	5.601.797,82	2.458.439,46	30.615,54	108.908.684,45
2033	100.354.019,38	5.195.316,01	1.899.427,27	22.749,91	107.471.512,57
2034	99.845.089,65	4.885.455,78	1.899.427,27	22.749,91	106.652.722,61
2035	99.739.234,80	4.474.825,56	1.899.427,27	22.749,91	106.136.237,54
2036	99.172.794,68	4.117.886,23	947.897,81	8.354,98	104.246.933,70
2037	95.963.126,83	3.797.745,46	758.225,70	199,05	100.519.297,05
2038	93.350.507,31	3.457.355,33	758.225,70	199,05	97.566.287,39
2039	90.245.833,14	2.905.675,82	758.225,70	199,05	93.909.933,72
2040	88.966.252,38	2.250.350,57	760.303,04	199,60	91.977.105,58
2041	86.435.725,75	1.843.104,75	758.225,70	199,05	89.037.255,26
2042	83.127.194,55	1.155.609,74	758.225,70	199,05	85.041.229,05
2043	81.598.083,01	716.171,91	647.162,29	199,05	82.961.616,26
2044	77.732.580,09	489.623,79	0,00	199,60	78.222.403,48
2045	71.466.619,45	226.828,41	0,00	199,05	71.693.646,92
2046	68.591.304,11	117.146,27	0,00	199,05	68.708.649,43
2047	67.094.054,71	83.997,58	0,00	189,18	67.178.241,48
2048	62.299.811,74	76.916,64	0,00	120,03	62.376.848,42
2049	49.159.251,84	64.487,70	0,00	0,00	49.223.739,54
2050	30.478.410,22	59.888,16	0,00	0,00	30.538.298,39
2051	25.100.757,45	35.304,34	0,00	0,00	25.136.061,79
2052	15.541.738,62	17.599,36	0,00	0,00	15.559.337,99
2053	7.731.968,82	16.929,27	0,00	0,00	7.748.898,09
2054	4.001.994,65	3.673,80	0,00	0,00	4.005.668,45
2055	1.313.570,22	22,21	0,00	0,00	1.313.592,43
2056	448.774,03	0,00	0,00	0,00	448.774,03
2057	84.349,29	0,00	0,00	0,00	84.349,29
2058	44.230,75	0,00	0,00	0,00	44.230,75
2059	34.606,32	0,00	0,00	0,00	34.606,32
2060	26.445,31	0,00	0,00	0,00	26.445,31
2061	12.285,03	0,00	0,00	0,00	12.285,03
2062	12.285,03	0,00	0,00	0,00	12.285,03
2063	12.285,03	0,00	0,00	0,00	12.285,03
2064	1.245,33	0,00	0,00	0,00	1.245,33

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

iii. La retribución anual en concepto de inversiones (CAPEX):

Por tipo de activo:

en euros (€)	Retribución por CAPEX					
	<i>"Retribución por Inversión"</i>					
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS					
	Gasoductos	Gas Talón Gasoductos	ERMs	Estaciones de compresión	Resto activos	TOTAL Sector Gas
2022	243.489.401,82	2.970.883,83	11.596.453,67	40.667.614,67	866.401,64	299.590.755,63
2023	237.978.452,99	2.970.883,83	11.266.596,73	39.022.382,51	825.676,67	292.063.992,73
2024	232.780.169,52	2.970.883,83	10.975.092,95	38.291.809,60	793.285,72	285.811.241,62
2025	226.979.889,99	2.970.883,83	10.617.310,65	30.811.648,71	757.365,72	272.137.098,90
2026	221.468.272,85	2.970.883,83	10.287.420,02	25.650.648,00	723.256,96	261.100.481,66

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Por concepto retributivo:

en euros (€)	Retribución por CAPEX				
	<i>"Retribución por Inversión"</i>				
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS				
	Retribución por Amortización	Retribución Financiera	Retribución de proyectos por Gas vehiculado	Retribución por adquisición de Gas talón	TOTAL Sector Gas
2022	137.698.969,01	158.920.902,79	0	2.970.883,83	299.590.755,63
2023	137.530.839,68	151.562.269,22	0	2.970.883,83	292.063.992,73
2024	138.018.101,11	144.822.256,68	0	2.970.883,83	285.811.241,62
2025	131.899.908,60	137.266.306,47	0	2.970.883,83	272.137.098,90
2026	127.973.525,55	130.156.072,29	0	2.970.883,83	261.100.481,66

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Por empresa transportista:

en euros (€)	Retribución por CAPEX					
	<i>"Retribución por Inversión"</i>					
Año gas⁽¹⁾	TSO Principal	Otras empresas con activos de transporte				TOTAL Sector Gas
	Enagás Transporte	ETN	Grupo Nedgia	Grupo Redexis	Otros	
2022	239.585.249,00	11.379.838,56	12.627.903,36	28.910.199,69	7.087.565,01	299.590.755,63
2023	233.397.043,75	11.126.141,91	12.336.383,23	28.295.067,72	6.909.356,11	292.063.992,73
2024	232.054.691,99	10.874.530,50	12.058.298,38	27.710.915,40	3.112.805,35	285.811.241,62
2025	219.696.194,83	10.588.745,30	11.752.063,96	27.063.118,48	3.036.976,32	272.137.098,90
2026	209.889.768,08	10.336.673,62	11.461.082,50	26.447.986,51	2.964.970,94	261.100.481,66

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

b) El coste del capital, incluidos el coste de los fondos propios y el coste de la deuda.

Cálculo del Coste de capital			
Los valores que se muestran a continuación son válidos para el periodo regulatorio 2021-2026.			
Parámetros		Valor	Notas
Tasa libre de riesgo	[1]	3,03%	Incluye un ajuste QE de 80 pbs
Coeficiente beta	[2]	0,74	
Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,64%	
Coste de los fondos propios (R_{FP}) (nominal, <i>post-tax</i>)	[4]	6,48%	[1] + ([2] x [3])
Coste de la deuda (R_D) (nominal, <i>pre-tax</i>)	[5]	2,24%	
Tasa impositiva (T)	[6]	25%	
Ratio de apalancamiento regulatoria (RA)	[7]	50%	
WACC (nominal, <i>post-tax</i>)	[8]	4,08%	([4] x (1-[7])) + ([5] x (1-[6]) x [7])
Tasa de retribución financiera (nominal, <i>pre-tax</i>)	[9]	5,44%	[8] / (1-[6])

c) Los gastos operacionales:

Por tipo de activo:

en euros (€)	Retribución por OPEX				
	<i>"Retribución por Operación y Mantenimiento"</i>				
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS				
	Gasoductos	ERMs	Estaciones de compresión	Resto activos	TOTAL Sector Gas
2022	97.211.452,35	46.061.057,84	123.471.713,85	0,00	266.744.224,03
2023	97.216.504,19	40.475.803,23	79.214.153,55	0,00	216.906.460,96
2024	97.212.355,90	39.331.145,96	58.646.715,27	0,00	195.190.217,13
2025	97.211.889,53	39.335.330,54	58.646.501,04	0,00	195.193.721,11
2026	97.211.889,53	39.335.330,54	58.646.501,04	0,00	195.193.721,11

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Por concepto retributivo:

en euros (€)	Retribución por OPEX				
	<i>"Retribución por Operación y Mantenimiento"</i>				
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS				
	Valores unitarios O&M	Inst. singulares	OCOM (COPEX)	OCOM (Auditados)	TOTAL Sector Gas
2022	130.172.599,33	4.452.680,00	30.345.884,01	101.773.060,69	266.744.224,03
2023	130.172.599,33	4.452.680,00	30.345.884,01	51.935.297,62	216.906.460,96
2024	130.203.756,35	4.452.680,00	30.345.884,01	30.187.896,77	195.190.217,13
2025	130.207.260,33	4.452.680,00	30.345.884,01	30.187.896,77	195.193.721,11
2026	130.207.260,33	4.452.680,00	30.345.884,01	30.187.896,77	195.193.721,11

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Por empresa transportista:

en euros (€)	Retribución por OPEX				
	<i>"Retribución por Operación y Mantenimiento"</i>				
Año gas⁽¹⁾	TSO Principal	Otras empresas con activos de transporte			
	Enagás Transporte	ETN	Grupo Nedgia	Grupo Redexis	TOTAL Sector Gas
2022	231.981.551,23	5.135.029,22	10.803.790,57	16.154.604,11	266.744.224,03
2023	183.188.986,55	4.707.284,85	10.712.814,09	15.696.486,22	216.906.460,96
2024	163.023.958,47	4.544.062,18	10.676.293,30	15.512.188,47	195.190.217,13
2025	163.027.462,46	4.544.062,18	10.676.293,30	15.512.188,47	195.193.721,11
2026	163.027.462,46	4.544.062,18	10.676.293,30	15.512.188,47	195.193.721,11

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

d) Las primas y los incentivos, detallados por separado por partida.

Por tipo de activo:

en euros (€)	Retribución por Primas e Incentivos				
	<i>"Retribución por ARPE"</i>				
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS				
	Gasoductos	ERMs	Estaciones de compresión	Resto activos	TOTAL Sector Gas
2022	182.401.003,80	16.149.265,05	24.308.017,29	2.082.510,79	224.940.796,93
2023	137.378.469,87	11.208.941,88	21.478.935,20	1.690.844,13	171.757.191,08
2024	118.844.425,44	12.893.342,64	18.611.442,56	1.092.866,55	151.442.077,19
2025	89.098.621,05	11.910.690,76	17.047.406,09	767.470,21	118.824.188,11
2026	59.467.568,91	10.870.099,38	15.041.822,11	520.124,05	85.899.614,44

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Por concepto retributivo:

euros (€)	Retribución por Primas e Incentivos						
	<i>"Retribución por ARPE"</i>						
Año gas⁽¹⁾	SECTOR GAS						
	REVU	RCS	RMP	IM	IDS	Penalización Prudencia Financiera	TOTAL Sector Gas
2022	7.507.770,44	184.021.810,68	28.542.118,26	4.868.754,38	343,17	0,00	224.940.796,93
2023	7.765.457,16	149.517.721,15	28.542.118,26	-14.068.424,44	318,95	0,00	171.757.191,08
2024	8.092.681,22	115.013.631,68	28.542.118,26	n.d.	1.584,62	-207.938,59	151.442.077,19
2025	9.913.940,88	80.509.542,18	28.542.118,26	n.d.	1.571,12	-142.984,34	118.824.188,10
2026	11.350.472,39	46.005.452,67	28.542.118,26	n.d.	1.571,12	n.d.	85.899.614,44

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

n.d. No se disponen de estos valores a fecha de realización de este informe.

Por empresa transportista:

en euros (€)	Retribución por Primas e Incentivos					
	<i>"Retribución por ARPE"</i>					
Año gas⁽¹⁾	TSO Principal	Otras empresas con activos de transporte				TOTAL Sector Gas
	Enagás Transporte	ETN	Grupo Nedgia	Grupo Redexis	Otros	
2022	183.790.941,70	5.616.681,77	12.705.496,46	16.784.611,72	6.043.065,28	224.940.796,93
2023	145.321.698,99	1.280.378,83	10.181.666,44	12.796.554,44	2.176.892,38	171.757.191,08
2024	129.040.689,57	4.152.595,71	7.366.675,98	9.303.645,28	1.578.470,65	151.442.077,19
2025	101.570.042,43	3.157.258,70	5.788.514,01	7.032.614,17	1.275.758,80	118.824.188,11
2026	73.718.817,37	2.148.552,00	4.219.584,97	4.839.613,15	973.046,95	85.899.614,44

(1) Año gas: Del 01/oct/n-1 al 30/sept/n.

Punto 5: Indicadores financieros

Los indicadores financieros que deben facilitarse para los gestores de la red de transporte son los siguientes:

a) Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA).
b) Beneficios antes de intereses e impuestos (EBIT).
c) Rendimiento de los activos I (ROA) = EBITDA/RAB.
d) Rendimiento de los activos II (ROA) = EBIT/RAB.
e) Rentabilidad de los recursos propios (ROE) = Resultado Neto/Patrimonio neto.
i. Rendimiento del capital empleado (RoCE) = EBIT/Activo total.
ii. Ratio de apalancamiento = Deuda neta / (Deuda neta + Patrimonio neto)
iii. Deuda neta/(Deuda neta + Patrimonio neto).
iv. Deuda neta/EBITDA.

En caso de que el gestor de la red de transporte forme parte de una empresa o sociedad de cartera mayor, estos valores se indicarán por separado para el gestor de la red de transporte,

Actividad de transporte:

TSO certificado	Enagás Transporte								
Año natural⁽¹⁾	Actividad de transporte								
	(a) EBITDA (millones €)	(b) EBIT (millones €)	(c) ROA I (%)	(d) ROA II (%)	(e) ROE (%)	i. RoCE (%)	ii. R. Ap. (%)	iii. R. DN (%)	iv. DN/(a) (nº veces)
2023	374	244	18,11%	11,80%	8,53%	9,62%	7,86%	7,86%	0,47
2024	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

(1) Año natural: Del 01/ene/n al 31/dic/n.

n.d. No se disponen de estos valores a fecha de realización de este informe.

Total empresa (todas las actividades):

TSO certificado	Enagás Transporte								
Año natural⁽¹⁾	Total empresa								
	(a) EBITDA (millones €)	(b) EBIT (millones €)	(c) ROA I (%)	(d) ROA II (%)	(e) ROE (%)	i. RoCE (%)	ii. R. Ap. (%)	iii. R. DN (%)	iv. DN/(a) (nº veces)
2023	528	306	20,54%	11,89%	8,33%	6,95%	15,23%	15,23%	1,01
2024	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

(1) Año natural: Del 01/ene/n al 31/dic/n.

n.d. No se disponen de estos valores a fecha de realización de este informe.

Modelo tarifario simplificado:

Modelo tarifario simplificado que incluya los parámetros y valores desagregados de la metodología y que permita replicar el cálculo de los ingresos autorizados u objetivo del gestor de la red de transporte. [Pulse link a Exp RAP/DE/010/24.](#)