

Resultados 2022 y objetivos 2023

21 Febrero 2023



Índice

01

Ejercicio 2022

02

Ejecución del
Plan Estratégico
2022 – 2030

03

Ejercicio 2023

04

Posicionamiento
ESG

05

Conclusiones



01

Ejercicio 2022

1.1 Contexto año 2022

Europa marca la senda del H₂ y de la seguridad de suministro

Green Deal

Hoja de ruta para lograr una **UE climáticamente neutra en 2050**.

Fit for 55

Paquete de medidas para la **reducción de emisiones en al menos un 55% en 2030**.

Europa continúa avanzando en los marcos normativos de H₂

Objetivos de descarbonización en la UE



Neutralidad en carbono en 2050

Objetivo 2030: consumo de 20Mt de hidrógeno en Europa

REPowerEU

Plan europeo para **reducir la dependencia de Rusia** y acelerar la transición energética.



El foco de la demanda de H₂ son los sectores difíciles de descarbonizar, como la industria y el transporte pesado



Hidrógeno como vector energético

En Julio 2022 Enagás publicó su Plan Estratégico 2022 – 2030 para adaptar su estrategia al nuevo paradigma energético en Europa

1.2 Comportamiento del sistema gasista

En un año histórico para la seguridad de suministro, el Sistema Gasista español ha sido clave para España y Europa

- **Disponibilidad del 100%**
- Total **exportaciones: +90%**
- **Récord** histórico anual de **exportaciones a Francia** (35 TWh)
- **Ampliación capacidad de exportación a Francia** (1,5bcm/año)
- Nivel de llenado de los **almacenamientos subterráneos al 93%** (vs normativa europea del 80%)
- **Incremento de carga buques** (45% vs 2021) situándose en el **tercer mayor valor histórico**
- **Incremento de descarga de buques** (+33% vs 2021)

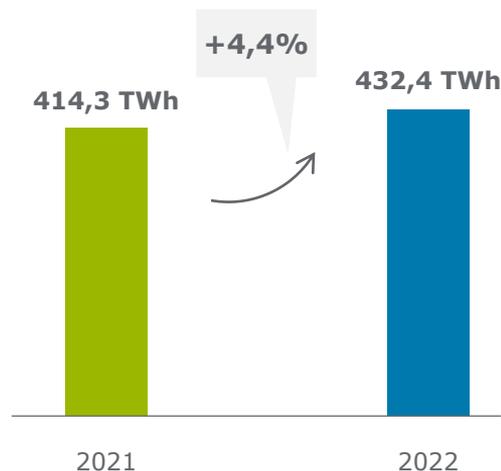
1.2 Comportamiento del sistema gasista

Demanda de gas natural

El consumo total de gas natural en 2022 alcanzó los 364,4 TWh

Las exportaciones totales de gas natural a través de conexiones internacionales y recargas de barcos de GNL se situaron en 2022 en 68 TWh **+90% vs 2021**

Evolución demanda + exportaciones a Europa 2022



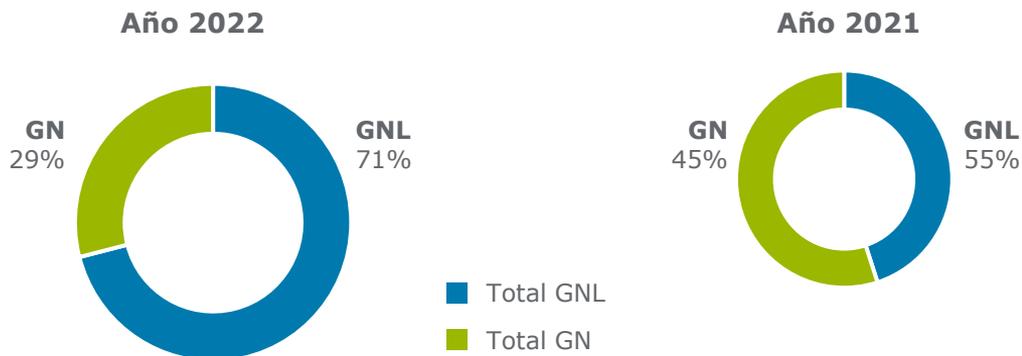
- La **demanda de gas para generación eléctrica** se **incrementó un +52,7%**, alcanzando el valor más alto desde 2010. Este aumento estuvo impulsado por las exportaciones eléctricas a Francia y Portugal y por la climatología.
- La **demanda convencional descendió el -21,4%**. Este descenso se debe principalmente a un menor consumo industrial, especialmente en sectores como el de la cogeneración, y a las medidas de ahorro y eficiencia energética del Gobierno.
- Las **exportaciones de gas a Europa** a través de las interconexiones con Francia **aumentaron en 22 TWh**.
- Las **recargas de buques de GNL** desde las terminales españolas **aumentaron un 45%**, situándose en el tercer mayor valor histórico y **apoyando** con ello a la **cobertura del mercado de gas y al llenado de almacenamientos subterráneos** en el resto de Europa.

Fuente: Enagás GTS

Nota: Demanda convencional = demanda industrial + demanda doméstico comercial

1.2 Comportamiento del sistema gasista

Origen de suministro del gas natural



Fuente: Enagás GTS

Principales orígenes de suministro en 2022

29%

Estados Unidos

24%

Argelia

14%

Nigeria

- El Sistema Gasista Español se ha posicionado como un punto de entrada de aprovisionamiento a Europa**, gracias al elevado potencial de las plantas de regasificación de Enagás. De las recargas realizadas en plantas españolas, destacan como principales destinos Italia y Alemania (carga de la primera FSRU puesta en operación en este país).
- En 2022, España** ha recibido gas natural de **19 orígenes diferentes**. Las **descargas de buques se han incrementado** hasta un total de **338 operaciones**, un 33% superior a las registradas en el año 2021.
- Nivel de llenado medio de los tanques de GNL ~70%** en 2022, con máximos técnicos a lo largo del año.

1.3 Resultados financieros

Enagás alcanzó todos los objetivos establecidos para 2022

Principales magnitudes 2022

- **BDI 376M€***
- **Control de gastos operativos recurrentes**, como consecuencia de la implementación del Plan de Eficiencia 2022 - 2026 de la Compañía
- **Buena contribución** de las **Sociedades Participadas**, que representan un 39% del BDI
- **Evolución positiva de la deuda neta en 2022** principalmente por la **desinversión en GNL Quintero y el buen comportamiento del Working Capital** por la mejora de la facturación del Sistema Gasista.
- Apalancamiento **FFO/DN > 14% compatible con las métricas crediticias** establecidas por S&P y Fitch para una calificación de BBB
- Presentación de los **proyectos de H2MED** y de los ejes de la **Red Troncal Española de H₂** a la **candidatura de Proyecto de Interés Común** de la UE en diciembre, de acuerdo con lo anunciado por el Gobierno de España

Nota*: Por encima del objetivo establecido que incluía la plusvalía de la venta del gasoducto de Morelos (380-390M€). Se espera cerrar esta operación en el primer cuatrimestre de 2023

1.3 Resultados financieros

Cuenta de resultados

M€	2022	2021	Var. %
Ingresos totales	970,3	991,2	(2,1%)
Gastos de explotación	(374,1)	(313,4)	19,4%
Rdo. Sociedades Participadas	201,2	217,6	(7,5%)
EBITDA⁽¹⁾	797,4	895,3	(10,9%)
Amortizaciones	(264,8)	(257,6)	2,8%
PPA	(54,4)	(54,3)	0,2%
EBIT	478,2	583,4	(18,0%)
Resultado financiero	48,2	(83,4)	-
Impuesto de sociedades	(150,0)	(95,3)	57,4%
Minoritarios	(0,6)	(0,8)	(21,3%)
BDI	375,8	403,8	(6,9%)

Nota ⁽¹⁾: EBITDA ajustado por dividendos 2021: 838,9M€ ; 2022: 717,6M€

Nota ⁽²⁾: El impacto de la venta de GNL Quintero se desglosa de la siguiente manera:

- Impacto en Resultado financiero (205M€) = Plusvalía Bruta (249M€) - Impuestos por repatriación de la caja (-44M€).

- Impacto en BDI (135M€) = Impacto en resultado financiero (205M€) - Impuesto de sociedades asociado a la venta (-70M€).

El tipo de cambio de la operación 1€=1,0251 USD.

COMENTARIOS

- Los ingresos regulados se redujeron por la aplicación del marco regulatorio 2021-2026 (-45M€). Este impacto se compensó parcialmente por la remuneración de los gastos de electricidad y otros gastos auditados (*pass-through*).
- Los gastos operativos recurrentes incrementaron un ~4% en 2022 vs 2021, poniendo de manifiesto la **efectividad del plan de eficiencia en gastos**, implantado por la compañía para minimizar el impacto de la inflación en los costes gestionables.
 - Gastos no recurrentes de personal ~10M€.
 - Los gastos auditados (~38M€) compensados como mayor ingreso.
- Buena evolución del resultado de las sociedades participadas, a pesar del cambio en el perímetro de consolidación por la salida de GNL Quintero.
- El resultado financiero mejoró en 131,6M€:**
 - Impacto positivo por la venta de GNL Quintero de +205M€²
 - Plusvalía neta de la entrada del Fondo Hy24 en el capital de Enagás Renovable +50,4M€
 - Impairment en Tallgrass (-134M€).
- El impuesto de sociedades reflejó -70M€ asociados al proceso de venta de GNL Quintero.

1.3 Resultados financieros

Flujos de caja y evolución de deuda neta

La deuda neta en 2022 se redujo un -19% (808 M€), principalmente por la alta generación de caja, la desinversión en GNL Quintero y el buen comportamiento del Working Capital.



1. La alta utilización de las infraestructuras de la compañía, especialmente las plantas de regasificación, han originado un aumento en los importes de las liquidaciones de la compañía en el año 2022.

2. La caja generada por la venta de GNL Quintero por importe de 639M€, si bien los impuestos asociados a esta venta (114M€) está previsto que se paguen en 2023. El pago de impuestos está calculado al tipo de cambio 1€=1,05 USD

3. Incluye impactos por tipo de cambio neto 125M€ y otros de 16M€. Tc USD/€: ppto. 1,18\$/€ y tipo de cambio de cierre de diciembre 1,07 \$/€.

1.3 Resultados financieros

Sólida estructura financiera y elevada posición de liquidez

Apalancamiento y liquidez

	Dic. 2022	Dic. 2021
Deuda neta	3.469 M€	4.277 M€
Deuda neta/EBITDA ajustado ¹	4,8x	5,1x
FFO/Deuda neta	17,6%	16,4%
Coste financiero de la deuda	1,76%	1,71%
Liquidez	3.794 M€	3.300 M€

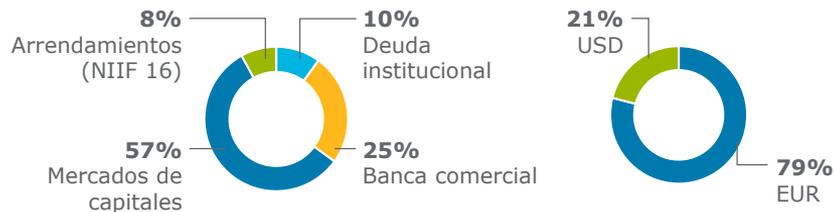
Liquidez

	Dic. 2022	Dic. 2021	Vencimiento actual
Tesorería	1.359 M€	1.444 M€	
Club Deal	1.500 M€	1.500 M€	Enero 2028 ²
Líneas operativas	934 M€	355 M€	Dic 23 - Oct 24
TOTAL	3.794 M€	3.300 M€	

El coste financiero de la deuda es del 1,76%

Ratios de apalancamiento compatibles con calificación crediticia BBB

Tipología de deuda



Vencimientos de deuda (M€)

En diciembre de 2022 Enagás contrató la liquidez necesaria para cancelar los vencimientos de 2023



Deuda a tipo fijo superior al 80%³

Vida media de la deuda 4,4 años

(1) EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades participadas. (2) En ene-23 se extendió el vencimiento desde dic-26 hasta ene-28 y se aumentó su importe desde 1.500 hasta 1.550 M€. (3) Incluyendo instrumentos de cobertura de tipo de interés.

1.4 Evolución de nuestras participadas (1/3)

Contribución a la seguridad de suministro y al proceso de descarbonización

Enagás Renovable, España

- Adjudicación provisional de 25,6M€ del programa PERTE a 3 proyectos de Enagás Renovable de hidrógeno.
- En 2023 se espera se tomen los primeros FIDs (Final Investment Decision) de proyectos de hidrógeno y biometano desde que Enagás Renovable ha pasado a gestionarse como sociedad participada.

TGP, Perú

- Buen comportamiento de la demanda de gas natural tanto local como de exportación. Crecimiento total de 20%
- Durante 2022 TGP adquirió el 100% de la compañía operadora COGA.

TLA/GDM/SLM, México

- 100% Disponibilidad del activo.
- Continúa el proceso de cierre de la transacción de Gasoducto de Morelos, previsto para el primer cuatrimestre de 2023.

Desfa, Grecia

- Rol clave de DESFA para garantizar la seguridad de suministro energético en Grecia y en la región.
- Récord histórico de demanda de gas en Grecia (7,5bcm).
- La terminal de GNL de Revithoussa cubrió a diciembre el 44,2% de las importaciones totales de gas natural del país.

BBG / Saggas, España

- Alta utilización de ambas terminales en 2022, que cubrieron aproximadamente el 39% de la demanda de regasificación en España.

1.4 Evolución de nuestras participadas (2/3)

Evolución de TGE en línea con lo establecido en el Plan de Negocio 2022 – 2026

EBITDA Ajustado 2023: 775 – 815 MUSD (~+9% vs 2022)

Tallgrass Energy, EEUU

- EBITDA ajustado 2022: ~735 MUSD, incluyendo los efectos de la ola de frío que tuvo lugar a finales de diciembre 2022.
- Alto nivel de contratación y utilización de las infraestructuras en 2022. Capacidad contratada promedio REX +90%, utilización PXP 84%.
- Operaciones realizadas en 2022:
 - Negocio Core:
 - Adquisición del almacenamiento de gas East Cheyenne Gas Storage
 - Puesta en operación de PEGE Project (ampliación de la capacidad de PXP)
 - Posicionamiento en energía descarbonizada:
 - Acuerdo con Archer Daniels Midland (ADM), para capturar y almacenar CO₂ en el Hub de Tallgrass en Wyoming (trabajos de perforación ya iniciados). Impulsando la conversión del gasoducto de Trailblazer a transporte de CO₂.
 - Firma del Memorándum de Entendimiento (MOU) con Equinor para desarrollo conjunto de oportunidades de producción e infraestructuras de H₂ y NH₃ limpios a gran escala.
- Cierre en enero 2023 de la adquisición de Ruby (291MUSD) que contribuirá positivamente al crecimiento del EBITDA ajustado de la compañía en los siguientes ejercicios y respaldará futuras soluciones de energía descarbonizada de Tallgrass. Esta operación es **acreative** desde el punto de vista del **apalancamiento de la compañía**.
- En enero de 2023 **United, Green Plains y TGE formaron un consorcio para desarrollar una nueva tecnología de combustible de aviación sostenible utilizando etanol.**

Resultados 2022

- EBITDA ajustado: ~735 MUSD
- TEP apalancamiento bancario: 4,2x
- CAPEX: 214 MUSD



Estimación 2023

- EBITDA ajustado*: 775 – 815 MUSD
- CAPEX: ~400-600 MUSD (incluye adquisición Ruby)

1.4 Evolución de nuestras participadas (3/3)

Trans Adriatic Pipeline (TAP), Europa

- **El 31 de diciembre de 2022** se cumplieron **dos años desde el inicio de las operaciones** de transporte de gas natural a través de TAP. Desde entonces, TAP ha entregado 19 bcm de gas natural en Europa.
- **En 2022 TAP transportó a Europa ~11 bcm de gas natural**, con una utilización promedio superior al 100%.
- En 2022 los **volúmenes entregados por TAP en Italia se incrementó un 41%** vs 2021 **compensando las menores importaciones de gas ruso en el país.**
- El 1 de octubre de 2022 se inició la **operación comercial del Interconector Grecia-Bulgaria (IGB)**, iniciándose las **exportaciones de gas azerí a este país** a través de su interconexión con TAP.
- El **27 de enero de 2023** Enagás acordó con la suiza **AXPO la adquisición del 4%** de su participación en TAP, por importe de 168M€, alcanzando Enagás un 20% de participación en la compañía¹.
- El resultado del proceso de *market test* iniciado en 2021 ha supuesto la **contratación de una capacidad de transporte adicional de 1,2 bcm a partir de 2026**. En **septiembre de 2023 se prevé lanzar una segunda fase vinculante** que podría **duplicar su capacidad hasta 20 bcm**.

En 2023 TAP aportará dividendos a Enagás por importe de ~70M€

Nota 1: Se espera cierre de la transacción en la segunda mitad de 2023.

1.5 GSP

Gasoducto Sur Peruano (GSP)

- El procedimiento arbitral se está desarrollando según el calendario procesal establecido y está pendiente de que los árbitros dicten el laudo definitivo.
- Los asesores legales consideran que el laudo debería dictarse durante el primer semestre del 2023.

02

Ejecución Plan

Estratégico 2022-2030

2.1 Ejecución del Plan Estratégico

Ejecución del Plan Estratégico

<i>Core business</i>	Rotación de activos	Otros avances en el ámbito internacional y negocios adyacentes
<div data-bbox="73 430 272 626" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>Incluido en el Plan Más Seguridad Energética del Gobierno de España</p> </div> <ul style="list-style-type: none"> ■ Próxima puesta en marcha de Musel como planta logística que permitirá entregar hasta 8 bcm a UE ■ Interconexión con Francia. La ampliación de la interconexión de Irún permite exportar 1,5 bcm adicionales de gas al año ■ La ampliación del pantalán de la planta de Barcelona permite potenciar el envío de gas a Italia en barcos de menor tamaño (2.000 – 80.000m³) ■ Enagás GTS designada como entidad transitoria responsable del Sistema de Garantía de Origen de los gases renovables 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Venta de GNL Quintero (45,4%) por 639M€ con una plusvalía neta de 135M€ ■ Venta de Gasoducto Morelos, que generaría una plusvalía de ~40M€ en 2023. Se espera cerrar esta operación en el primer cuatrimestre de 2023 ■ Incorporación de socios a Enagas Renewable (Participación actual 60%) ■ Compra de una participación adicional del 4% en TAP (Participación actual 20%) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contratación de una capacidad de transporte adicional en TAP de 1,2 bcm a partir de 2026, como resultado del “market test”. Lanzamiento segunda fase vinculante en septiembre 2023, podría suponer una <i>Full Expansion</i> de TAP. ■ Acuerdo con el operador albanés AlbGaz para convertirnos potencialmente en accionista y estudiar proyectos conjuntos ■ Primer barco de bunkering de GNL en el que participa Enagás como accionista a través de su filial Scale Gas. El coste bruto ha ascendido a 40M€ y ha recibido una ayuda de la Comisión Europea por el 20% del importe.

2.1 Ejecución del Plan Estratégico

Rotación de activos

Adquisición TAP

- **Acuerdo con Axpo** para la adquisición de su participación del **5% en TAP (4% Enagás y 1% Fluxys)**.
- El **accionariado final** en TAP queda **equilibrado** con una participación igual del **20%** de todos los socios.
- **Inversión: 168 millones de euros.**
- Enagás refuerza el cumplimiento del objetivo anunciado en la presentación de su Plan Estratégico 2022-2030 de **contribuir a reforzar la seguridad de suministro energético y a la descarbonización en Europa.**

ENCAJE ESTRATÉGICO



Rol fundamental en la garantía de suministro a Europa



Contribución a la descarbonización de Europa: infraestructura incluidas en el **European Hydrogen Backbone** para ser una infraestructura de hidrógeno a partir de **2040**



Adquisición con **impacto accretive** en Cuenta de resultados y Cash Flow

2.2 Crecimiento post 2026

Acuerdo histórico en la UE: H2Med

H2Med: Primer corredor de hidrógeno entre España, Francia y Portugal, con el apoyo de Alemania



- **El primer gran corredor de hidrógeno** de RepowerEU, **con el objetivo de aumentar la flexibilidad y garantizar la continuidad del suministro a Europa.**
- Los **gobiernos de España, Francia y Portugal** han encomendado a sus TSOs la creación de un consorcio. Enagás, GRTgaz, Teréga y REN firmaron un **MoU para el desarrollo** y presentaron la solicitud de **PCI el pasado 15 de diciembre.**
- El 22 de enero el Gobierno de España anunció un acuerdo para que **Alemania** se una al proyecto H2Med.
- La **puesta en marcha** se espera para **2030. Transportará 2 millones de toneladas de hidrógeno verde a Europa**, que se producirán en España y Portugal.

**Inversión bruta
estimada total**

2.500M€

- **BarMar 2.135M€**
- **CelZa 350M€**
(157M€ el lado español)

*Las cifras de inversión son brutas sin considerar potenciales subvenciones. En el caso de BarMar, está pendiente de decidir la inversión correspondiente a cada operador.

2.2 Crecimiento post 2026

Red Troncal Española de H₂

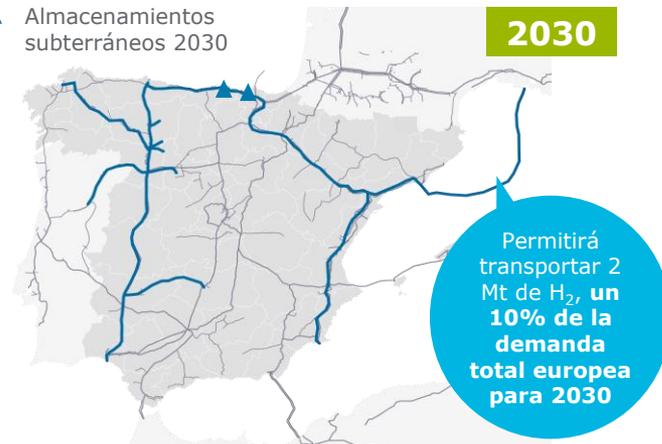
En el día del Hidrógeno de Enagás (19 de enero) se puso de manifiesto el compromiso de Europa y España con el desarrollo de infraestructuras de hidrógeno renovable

- Enagás tiene un papel fundamental para atender la demanda interna de hidrógeno y transportar 2 millones de toneladas de hidrógeno a Europa.
- Esta red troncal de hidrógeno **conectará** los principales centros de producción de hidrógeno con **la demanda local y las interconexiones europeas**.
- Sinergias entre la red gasista y la futura red de hidrógeno:**
 - **La red de gasoductos** de Enagás está **preparada al 100% para transportar H₂**
 - **Coincide en un 80% con el trazado** de la red troncal de hidroductos
 - Identificado ya más de un **30%** de tramos de **gasoducto reutilizables**.
- El 16 de diciembre de 2022 Enagás presentó a la convocatoria PCI los primeros ejes de la red troncal de hidrógeno verde** y el estudio de viabilidad de dos almacenamientos subterráneos de hidrógeno.
- El papel de Enagás como TSO es totalmente compatible con el de HNO

Inversión bruta estimada total para 2030: 4.670M€

Proyectos de transporte y almacenamiento presentados a convocatoria de PCIs

- Hidroductos 2030
- ▲ Almacenamientos subterráneos 2030



2030

1,3Mt Demanda nacional

2Mt Exportación H2Med / BarMar

0,75Mt Importación de Portugal

~ 0,45Mt Portadores – Transporte marítimo

2.2 Crecimiento post 2026

Calendario H2MED y ejes de la Red Troncal Española de H₂



15/12/2022
Presentación PCI

Actualización
PNIEC

Aprobación
lista PCI

Solicitud subvenciones CEF-E
para estudios**

Publicación
lista PCI

Solicitud
de inversión**

Solicitud CEF-E para construcción

Decisión CEF-E para construcción

*La Planificación vinculante futura que defina el Gobierno, como parte de la política energética, marcará los siguientes pasos

**Condicionado al calendario de resolución de los PCIs

*** CEF-E: Connecting Europe Facility

2.3 Desarrollos regulatorios esperados

2023 año esencial para el futuro del hidrógeno verde

- Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima **(PNIEC)**
- Publicación de la lista de proyectos presentados para ser designados como de interés común **(PCIs)**
- Publicación del tercer **paquete legislativo** de **descarbonización de gas e hidrógeno**
- Aprobación por parte de la Comisión Europea del **Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age** para la subvención de la producción de gases renovables y metano

**A lo largo de 2023 Enagás pondrá en marcha los primeros mecanismos no vinculantes de casación de oferta y demanda de hidrógeno en el país.
La Planificación vinculante que defina el Gobierno marcará los siguientes pasos**

03

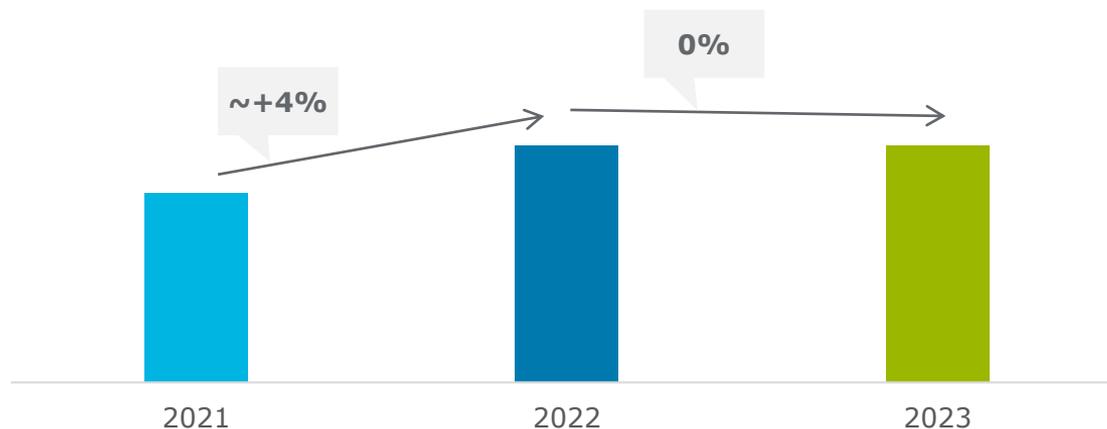
Ejercicio

2023

Control de gastos operativos

Implementación del Plan de Eficiencia en línea con lo anunciado en el Plan Estratégico 2022 - 2030

Evolución gastos operativos recurrentes



Nota: Estos datos incluyen gastos recurrentes, se han eliminado todos aquellos gastos no recurrentes para comparar en términos homogéneos: indemnizaciones del año 2022, variaciones en los costes auditados y costes asociados a nuevas infraestructuras con su correspondiente esquema retributivo.

Objetivos 2023

- Beneficio después de impuestos

310M€ - 320M€*

- EBITDA

~ 770M€

- Dividendos de filiales

190M€ - 200M€

- Deuda Neta

~ 3.700M€

- Inversión neta de acuerdo con Plan Estratégico

~250M€**

- Plan de eficiencia en gastos operativos y financieros

Gastos operativos recurrentes en línea con 2022

Control de gastos financieros (resultado financiero esperado ~110M€)

- Estructura financiera

FFO/DN > 14% compatible con rating crediticio BBB (sin credit remedies)

- Política de dividendo

1,74 euros/acción

Nota*: incluye la plusvalía neta por la venta de Gasoducto Morelos (~40M€) y la contribución por el incremento de la participación del 4% en TAP (~5,5M€). Se mantienen las hipótesis establecidas para el laudo de GSP en base a las consideraciones de los asesores legales.

Nota**: El Capex de 2023 incluye el aumento de participación en TAP, y la entrada de caja por el cierre de la venta de Gasoducto de Morelos

Nota: Tipo de cambio utilizado para el cálculo del presupuesto 1€=1,05 USDque

04

Posicionamiento ESG

4.1 ESG Principales logros / avances en 2022

Liderazgo en ESG

Hitos 2022



Enagás es incluida por **decimoquinto año consecutivo** en el *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) con una **puntuación de 88** y una calificación de **Top 5% S&P Global ESG Score 2022**, se sitúa entre las compañías con un **máximo nivel de desempeño** en su sector, *Gas Utilities*.



Ambiental



- Actualización de la **senda de descarbonización** para cumplir con los **objetivos de reducción de emisiones de alcances 1 y 2 neutralidad en carbono en 2040**.
- Máxima calificación **Gold Standard de OGMP 2.0** por su plan de **reducción de emisiones de metano**.
- Establecimiento de un **objetivo de reducción de emisiones indirectas de alcance 3 (25% en 2030 y 50% en 2040)**.
- Objetivos establecidos de **no pérdida neta de biodiversidad en 2040** e **impacto positivo en naturaleza en 2050**.

Social



- Líder mundial** de su sector en el **Gender Equality Index de Bloomberg**
- Consecución del máximo **nivel de excelencia A+** en la certificación como **Empresa Familiarmente Responsable EFR**, referente en conciliación.
- Negociación, firma y publicación del **II Plan de Igualdad** de Enagás.
- Contribución** con equipos para reparar la red de transporte de gas de Ucrania y **donación** económica a ACNUR para colaborar en ayuda de **refugiados de Ucrania**.

Gobierno



- 40% de mujeres en Consejo de Administración** y **33% en el Comité Ejecutivo**.
- Separación de figuras de **Consejero Delegado** y **Presidente no ejecutivo**.
- Obtención del sello de la **máxima categoría de Responsabilidad Fiscal** por la Fundación Haz.

**Integración de riesgos ESG en el modelo global de riesgos de la compañía.
Reporte de alineamiento con la Taxonomía Europea de Actividades Sostenibles.**

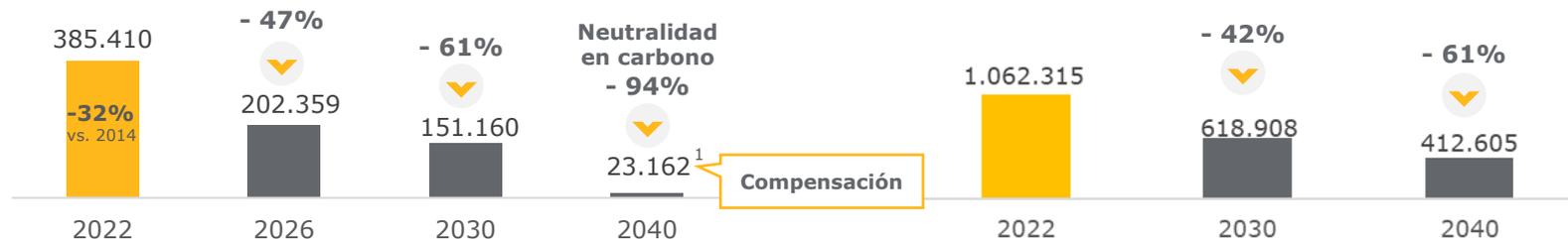
4.2 Principales compromisos a largo plazo

Estrategia de Sostenibilidad y Descarbonización

Objetivos estratégicos



Descarbonización de nuestras operaciones y de la cadena de valor

Objetivos de reducción de emisiones alcances 1 y 2 (tCO₂e)Objetivos de reducción de emisiones alcance 3 (tCO₂e)

Transformación con foco en las personas

Objetivos 2026

35%
Mujeres en Puestos de Liderazgo

85%
Compromiso sostenible
(*engagement wellbeing*)

37kh
Eficiencia anuales media generadas por proyectos digitalización

+85%
Cuadro de Mando de Mando agilidad
(*Grado de madurez agile*)

2%
Inversión anual en Digitalización



Gobernanza para asegurar la debida diligencia en derechos humanos y medio ambiente

- Foco en cadena de suministro y sociedades participadas



Nota 1: En 2040 se alcanza la neutralidad en carbono con 23.162 toneladas de CO₂e compensadas con proyectos de soluciones basadas en la naturaleza (reforestación).

4.2 Objetivos 2023

Plan de Gestión Sostenible 2023

Iniciativas destacadas



Acción climática:

- Plan de **electrificación a fuentes energéticas renovables** (sustitución de turbocompresores a gas natural por motores eléctricos, consumiendo electricidad con garantías de origen renovable).
- Renovación de la calificación **Gold Standard de OGMP 2.0** de emisiones de metano por tercer año.



Capital natural y biodiversidad:

- Reporte en materia de **biodiversidad y naturaleza** alineado con el **marco internacional Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)**.



Transparencia:

- Análisis y plan de acción 2023-2024 para dar respuesta a los requisitos de la **Directiva de Información de Sostenibilidad** y los **nuevos estándares de reporte** del EFRAG (ESRS).



Personas:

- **Plan de transformación** sustentado en los pilares de **talento, diversidad, seguridad y bienestar, agilidad y nuevas formas de trabajo, digitalización y nuevos marcos de flexibilidad**, con foco en el refuerzo del compromiso y la resiliencia.
- Inicio de negociación del **cuarto convenio colectivo** del Grupo Enagas.



Debida diligencia en sostenibilidad:

- Revisión de los procesos de evaluación de riesgos ESG de la **cadena de suministro** y de **sociedades participadas**.

05

Conclusiones

Conclusiones

- **Enagás ha alcanzado todos los objetivos establecidos para el año 2022.**
- **Grado de ejecución del Plan Estratégico 2022 – 2030 superior al inicialmente planteado.**
- **Compromiso en el control de gastos operativos y financieros** según lo establecido en el Plan Estratégico.
- Rotación de activos que pone de manifiesto a **Europa como foco estratégico** del Plan de inversiones de Enagás
- **Objetivos del año 2023 de acuerdo con lo previsto en el Plan Estratégico 2022 – 2030.**
- **2023 será el año en el que se aprobará el marco regulatorio del H₂ en Europa.**
- Presentación de los **proyectos de H2MED y de los ejes de la Red Troncal Española de H₂** a la candidatura de Proyecto de Interés Común de la UE.
- **ESG como pilar fundamental de la estrategia de la Compañía.** Enagás se sitúa entre las compañías líderes de su sector en el Dow Jones Sustainability Index.

Limitaciones

- Este documento puede contener hipótesis de mercado, información procedente de diversas fuentes y afirmaciones de carácter prospectivo respecto a las condiciones financieras, los resultados de explotación, el negocio, la estrategia y los planes de Enagás S.A. y sus filiales.
- Dichas hipótesis, información y afirmaciones de carácter prospectivo no son garantías de una rentabilidad futura e implican riesgos e incertidumbres, pudiendo los resultados reales diferir considerablemente de dichas hipótesis y afirmaciones prospectivas como consecuencia de diferentes factores.
- Enagás, S.A. no se manifiesta ni ofrece ninguna garantía respecto a la exactitud, integridad o precisión de la información aquí contenida. Este informe no deberá tomarse en ningún caso como una promesa o declaración de la situación pasada, presente o futura de la compañía o su grupo.
- Se advierte a analistas e inversores que no deben confiar indebidamente en las afirmaciones prospectivas, las cuales implican importantes hipótesis y opiniones subjetivas, y que por tanto pueden resultar no ser correctas. Enagás no se compromete a actualizar la información aquí recogida ni a corregir las inexactitudes que pudiera contener; tampoco se compromete a hacer públicos los resultados de las revisiones que puedan realizarse de dichas afirmaciones prospectivas para reflejar sucesos o circunstancias posteriores a la fecha de esta presentación, incluidas, entre otras, las variaciones en el negocio de Enagás o adquisiciones estratégicas o para reflejar la incidencia de eventos inesperados o una variación de sus valoraciones o hipótesis.

Muchas gracias

