



Actualización Estratégica Resultados 2020

FEBRERO 2021





01

**Nuestro compromiso:
la descarbonización**



02

**Resultados
2020**



03

**Actualización estratégica
2021-2026**



04

**Road Map
2025-2040**



01

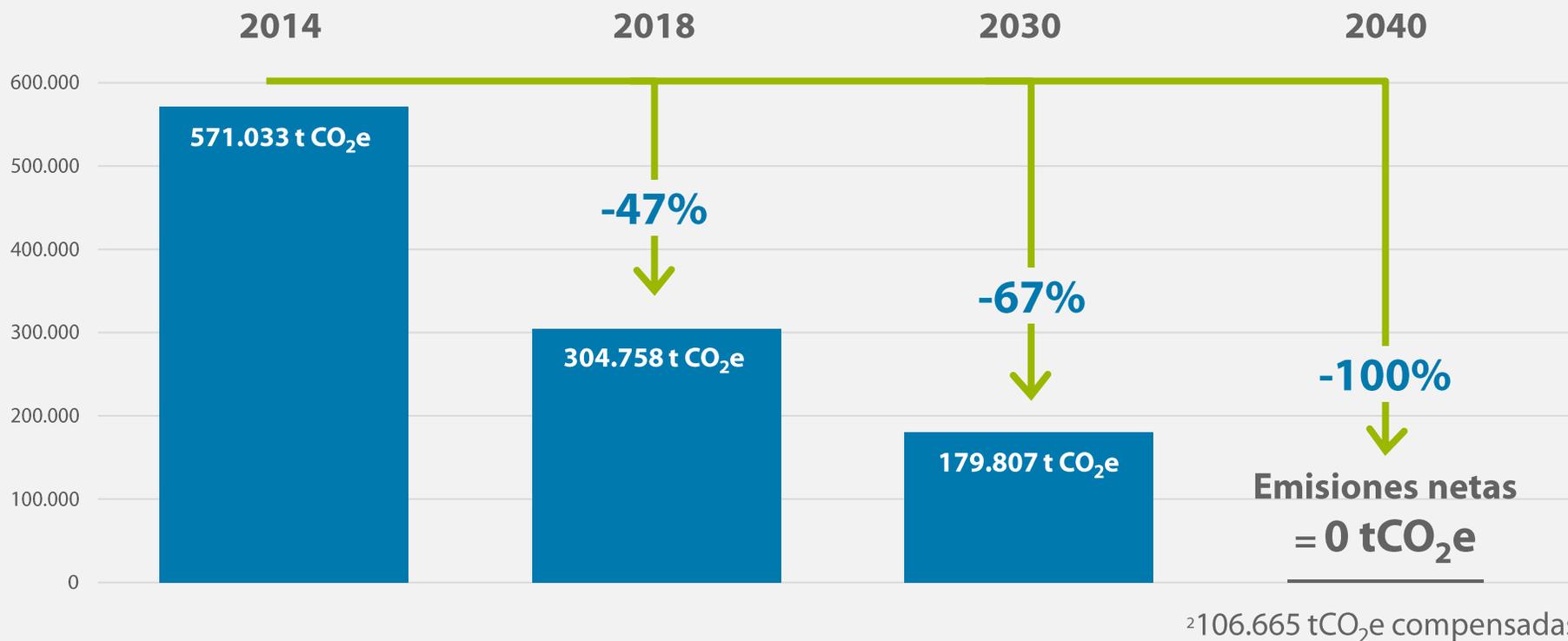
Nuestro compromiso: la descarbonización

Nuevo objetivo: Neutralidad en carbono en 2040

Más de 50
proyectos concretos
de eficiencia energética

Nuestro compromiso: la descarbonización

Nuevo reto: neutralidad en carbono en 2040



La compañía ha reducido un **30%** las emisiones en el periodo 2018-2020

¹Objetivos que incluyen el compromiso de reducción de emisiones de metano de Global Methane Alliance y están definidos de acuerdo a los criterios de Science Based Targets (estos últimos se han definido tomando como año base 2018).

² En 2040 la reducción alcanza el 81% respecto a 2014 y se alcanza la neutralidad en carbono.



Global Methane Alliance



SCIENCE BASED TARGETS
DRIVING AMBITIOUS CORPORATE CLIMATE ACTION

En línea con el objetivo de reducción de emisiones de la Unión Europea (-55% en 2030 vs 1990), y con la reducción alcanzada en 2020, Enagás adelanta el objetivo de neutralidad en carbono a 2040

Reducción

de emisiones priorizando la implantación de medidas con mayor impacto

Compensación

posterior de las emisiones que técnicamente no es posible reducir

- Mejorar la eficiencia operativa a nivel máquina y sistema con **nuevas tecnologías**.
- Utilizar **gas de origen renovable** para autoconsumos de gas natural.
- Soluciones de **captura y almacenamiento de carbono**.
- Estudiar **alternativas** para alcanzar la neutralidad en carbono en los puntos en los que las opciones anteriores no sean posibles y/o rentables (**compensación-reforestación**).

Acciones principales

- Plan de renovación de turbocompresores.
- Mejora de la eficiencia energética en la operación del Sistema Gasista.
- 100% Garantías de origen renovables y autogeneración.
- Campañas de detección, cuantificación y reducción de fugas.
- Reducción de venteos.

+ de **50**
proyectos
anuales
de eficiencia
energética

Nuestro compromiso: la descarbonización

Compromiso ESG



Ambiental



- Miembro de la **A List 2020 de CDP** Cambio Climático
- Fijación de objetivos de reducción de emisiones alineados con los **escenarios 1.5°C: -67% en 2030** vs. 2014 y **neutralidad en carbono en 2040**
- Reducción de la **huella de carbono -31%** en 2020 vs 2018.
- 31 proyectos de **hidrógeno** y 16 proyectos de **biometano** en desarrollo.
- **Adhesión al Pacto de Biodiversidad y al Business for Nature call to action**
- **Plan de biodiversidad** y fijación del objetivo de **no pérdida neta de biodiversidad**

Social



- Certificación del Protocolo de **Actuación frente a la COVID-19** de AENOR.
- Firma del tercer **Convenio Colectivo (2020-2022)**
- Certificación **Top Employer** por undécimo año consecutivo
- Posicionamiento entre las 100 **Mejores Empresas para trabajar** de Actualidad Económica
- Tercera empresa mundial en el **Gender Equality Index** de Bloomberg
- Renovación del certificado en **conciliación efr** con el nivel de **Excelencia A**

Gobierno



- Definición de la **política retributiva 2022 - 2024**
- Revisión del **proceso de evaluación** del Consejo de Administración
- Formación sobre el **Código Ético** del Grupo Enagás
- Actualización del **Código Ético de proveedores**
- Implantación de los **modelos de Cumplimiento y de Prevención de la Corrupción**
- Certificación de la Junta General de Accionistas de Enagás como **evento sostenible**

LIDERAZGO EN LOS PRINCIPALES ÍNDICES BURSÁTILES DE SOSTENIBILIDAD:





02

Resultados 2020

En el año de pandemia mundial con la consiguiente crisis económica y social

**Objetivos
cumplidos**

**Contribución a la seguridad
energética de España y de
los países en los que la
compañía está presente**

**+5% beneficio
después de
impuestos**

**Servicio esencial prestado
sin interrupción
los 365 días del año**

**Demanda de gas
natural en España
superior a la de 2018**

Líderes en sostenibilidad

Hemos prestado con normalidad un servicio esencial: el suministro de gas natural

EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL HA OPERADO CON TOTAL NORMALIDAD A PESAR DE LAS CONDICIONES ADVERSAS

100%

de disponibilidad comercial

100%

de disponibilidad técnica

Descarga de buques

equivalente a 231,3 TWh

Regasificación

ha alcanzado 220,8 TWh

Descargas de **238 barcos
metaneros** en las plantas

de regasificación

Los niveles de utilización
de **carga de cisternas** han

alcanzado los 13,3 TWh

A 31 de diciembre, la
contratación de capacidad
en los **almacenamientos**
ha alcanzado el **~ 95%**

LA OPERACIÓN DEL SISTEMA GASISTA SE HA REALIZADO DE MANERA EFICIENTE Y CON ABSOLUTA FLEXIBILIDAD

Resultados 2020

Principales magnitudes 2020

2020 vs 2019



Principales magnitudes P&L

EBITDA

942,9M€

(-5,2%)

BDI

444,0M€

(+5,1%)

Resultados de sociedades participadas (antes de PPA)

174,8M€

Principales magnitudes Cash Flow

Fondos de las Operaciones (FFO)

687,4M€

(-8,9%)

Inversiones netas

859,2M€

Balance

Deuda Neta

4.288M€

Liquidez

2.473M€

Deuda a tipo fijo superior al

> 80%

Sin vencimientos

significativos hasta **2022**

Demanda nacional de gas (TWh)

Demanda nacional

de gas natural a 31 de diciembre 2020

360,0

Demanda industrial

de gas natural a 31 de diciembre 2020

201,4

Demanda generación

eléctrica a 31 de diciembre 2020

88,9

Cuenta de resultados

OBJETIVO DE BDI SUPERADO EN UN AÑO MUY DIFÍCIL

M€	2020	2019	Var. %	
Ingresos totales	1.084,0	1.151,1	-5,8%	01
Gastos de explotación	-315,9	-318,3	-0,7%	02
Rdo. Sociedades Participadas	174,8	162,1	7,9%	
EBITDA	942,9	994,8	-5,2%	
Amortizaciones	-277,3	-313,7	-11,6%	03
PPA	-51,1	-37,4	36,4%	
EBIT	614,6	643,7	-4,5%	
Resultado financiero	-67,7	-110,8	-38,9%	04
Impuesto de sociedades	-102,0	-109,3	-6,7%	
Minoritarios	-0,9	-1,0	-4,6%	
BDI	444,0	422,6	5,1%	05

01

Impacto negativo de 70,4 millones en los ingresos regulados, incluye menor RCS debido a la crisis del COVID-19

02

Control de gastos operativos

03

Las amortizaciones 2019 incluyen un efecto no recurrente de -48,3M€ en 2019. Mayor PPA asociado a las adquisiciones Fase I y Fase II de Tallgrass

04

El resultado financiero recoge un efecto no recurrente de +18,4M€ originado por la compra de USD y la actualización de la cuenta por cobrar de GSP de +12,9M€

05

Objetivo de BDI superado en un año muy difícil

Sólida estructura financiera y elevada posición de liquidez

Apalancamiento y liquidez	2020	2019*
Deuda neta	4.288M€	3.755M€
Deuda neta/EBITDA ajustado(**)	4,8x	3,9x
FFO/Deuda neta	16,0%	20,1%
Coste financiero de la deuda	1,9%	2,1%
Liquidez	2.473M€	2.717M€

Liquidez	2020	2019	Vencimiento actual
Tesorería	864M€	1.099M€	
Club Deal	1.500M€	1.500M€	Diciembre 2025
Líneas USD	109M€	58M€	Julio 2024
Otras líneas CP	-	60M€	Julio 2021
TOTAL	2.473M€	2.717 M€	

 Elevada posición de liquidez

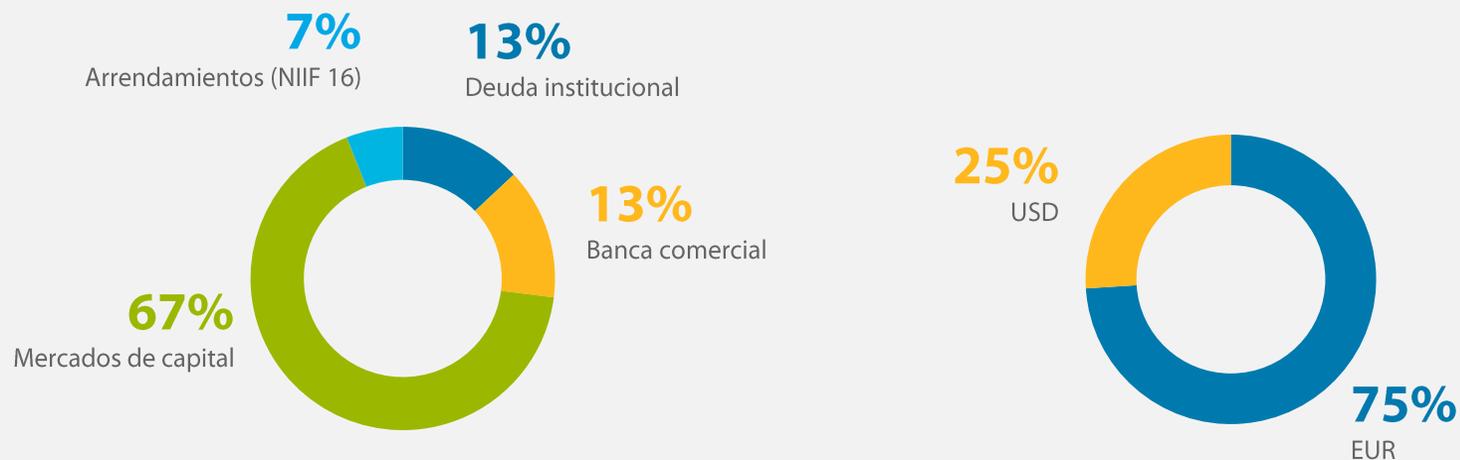
 Ratings BBB+

(*) GNL Quintero datos pro forma: contribución por puesta en equivalencia

(**) EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades participadas

Estructura financiera

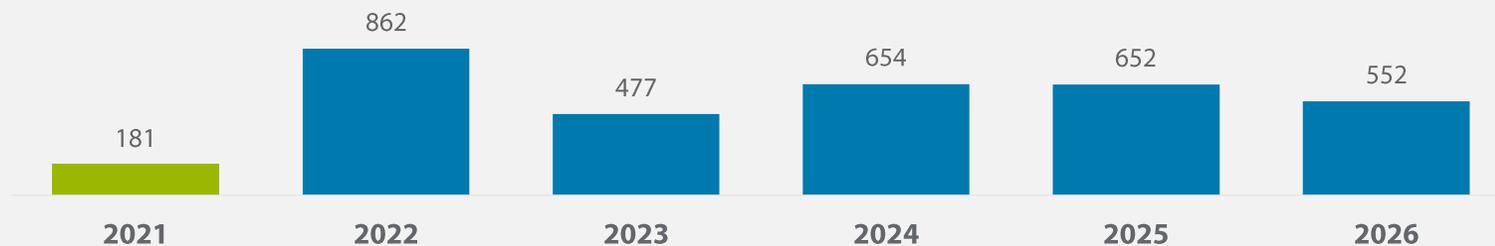
Tipología de deuda



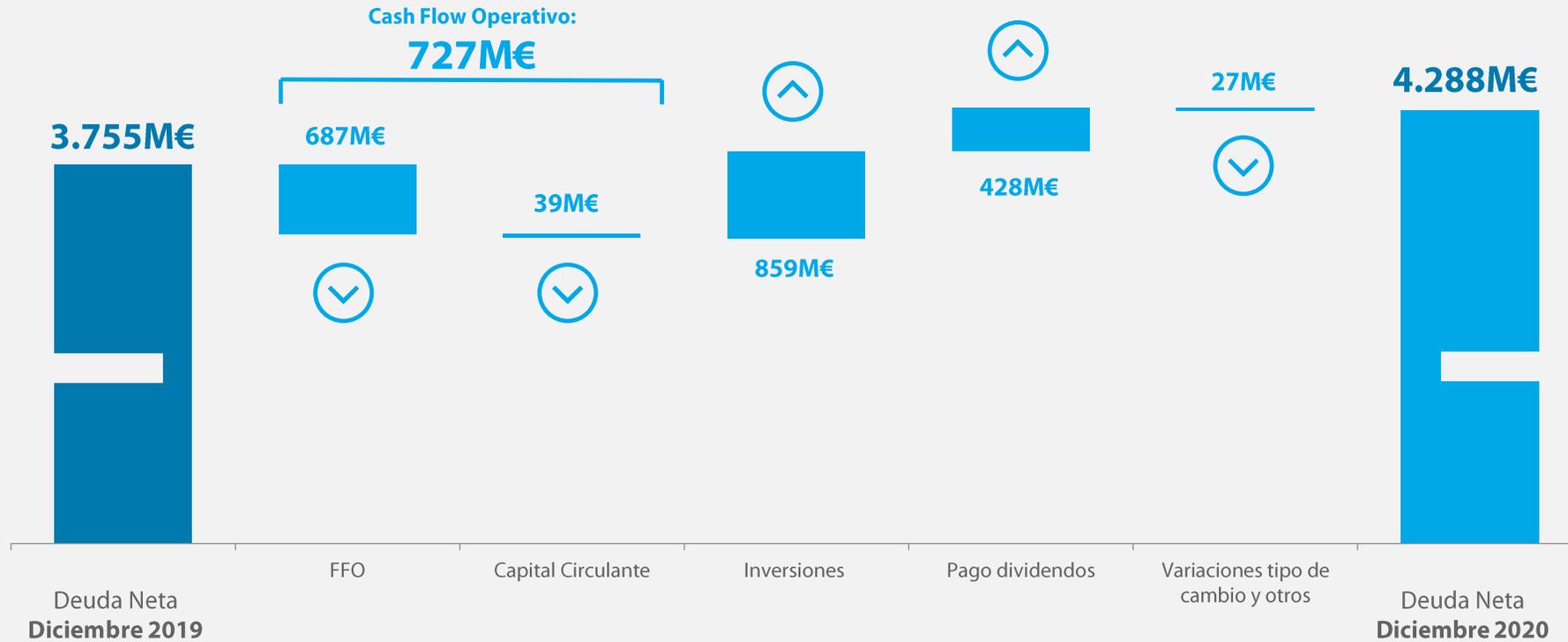
✓ Sin vencimientos significativos hasta 2022

✓ Vida media de la deuda 5,0 años

Vencimientos de deuda (M€)



Cash Flow y evolución de deuda neta



Deuda a tipo fijo superior al > 80%

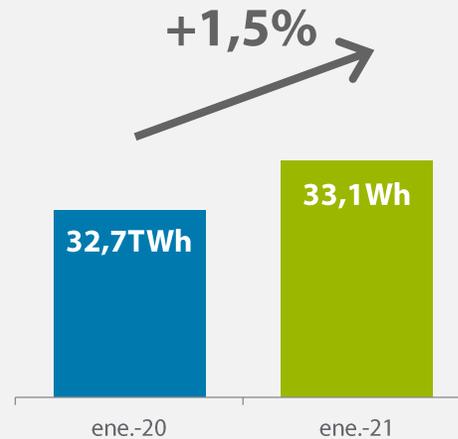
Demanda de gas natural

EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN ES CLAVE Y SEGUIRÁ DESEMPEÑANDO ESE PAPEL DURANTE AL MENOS LOS PRÓXIMOS 10 - 15 AÑOS

Evolución demanda
2020 (TWh)



Evolución demanda convencional
Enero 2020 vs Enero 2021



Fuente: Enagás GTS

- Pese al fuerte impacto de la COVID-19 y a ser un año relativamente cálido, la demanda de gas se ha mostrado resiliente, con una **demanda más de un 5% por encima de lo previsto por el PNIEC** en su escenario objetivo y sin que se traduzca en mayores emisiones.
- El papel del gas natural en el proceso de descarbonización es clave y seguirá desempeñando ese papel durante al menos los próximos 10 a 15 años.
- El papel del gas ha sido clave durante la ola de frío más relevante que ha vivido nuestro país en los últimos años:
 - Cifras **récord en la demanda** de gas natural residencial.
 - Papel crucial del gas en la generación de electricidad para evitar cortes de electricidad por falta de fuentes renovables como la eólica o la solar.



03

Actualización estratégica 2021-2026

Misión principal: contribuir a la seguridad energética

Papel decisivo del gas natural y de las infraestructuras para contribuir a la transición ecológica

Visibilidad del Marco Regulatorio hasta 2026

**1 Consolidación y rotación
de activos internacionales**

**2 Impulso de nuevos proyectos
vinculados a la transición ecológica**

Firme compromiso con el dividendo

ESG como pilar fundamental de la estrategia

3.1



Entorno operativo

Cierre del Marco regulatorio 2021-2026

MARCO REGULATORIO CERRADO HASTA 2026 OFRECE ALTA VISIBILIDAD EN LOS CASH FLOWS REGULADOS DE LA COMPAÑÍA A LARGO PLAZO

Principios

 <p>Adaptado a la transición energética</p>	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos para mantener disponibles las infraestructuras de transmisión del sistema gasista, para cumplir la función que asigna el PNIEC para el gas natural y los gases renovables en el proceso de transición energética El uso de la infraestructura de gas existente esencial para avanzar con la transición energética al menor coste
 <p>Estable y predecible</p>	<ul style="list-style-type: none"> Marco regulatorio simple y transparente Metodología WACC predecible, similar a los principales marcos europeos Sistema gasista generando superávit anual con los peajes vigentes Adaptado a la madurez de la red: fortalece los incentivos para extender la vida útil de los activos
 <p>Estabilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> Período regulatorio de 6 años sin revisiones intermedias
 <p>Regulador Independiente</p>	<ul style="list-style-type: none"> Primera vez que la regulación de las redes de transporte y de las plantas de GNL es desarrollada por un Regulador Independiente (CNMC)

Metodología

<p>Vinculado a los activos del Sistema</p>	 <p>Retribución a la inversión</p>	<ul style="list-style-type: none"> Remuneración vinculada al activo neto durante su vida regulatoria Cambio a una metodología WACC estable y predecible Tasa de remuneración financiera 2021-2026: 5,44%
	 <p>RCS (Remuneración por continuidad de suministro)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Remuneración vinculada a la disponibilidad a largo plazo de los activos del Sistema Gasista con un mantenimiento adecuado Los ingresos de RCS establecidos para 2020 disminuirán progresivamente hasta el 20% al final del período regulatorio 2026
	 <p>O&M (Incentivos para la eficiencia)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Remuneración basada en estándares de opex, con margen para la eficiencia La compañía podría mantener el 50% de las eficiencias
	 <p>REVI (Incentivos para mantener operativas las instalaciones)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Una vez que finaliza la vida útil regulatoria, la instalación recibe una retribución adicional Retribución como un porcentaje de los opex que se incrementa en base a una fórmula progresiva a largo plazo
	 <p>Inversiones en el Sistema (copex)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Tasa financiera: 5,44% y dos años de amortización

Adaptando el ritmo inversor al entorno

2021 – 2023

Sentando las bases futuras de crecimiento y el papel de los TSO en el proceso de descarbonización europeo

- **Objetivo de rebajar el apalancamiento** tras dos años de fuertes inversiones.
- **Inversión en España:** 380mill.
- **Rotación de nuestros activos internacionales**, con el objetivo de maximizar el valor para nuestros accionistas.
- **Consolidación de las inversiones** realizadas, con foco en: Tallgrass y TAP.
- **Arbitraje GSP.**

2024 – 2026

Acelerando la inversión sostenible en la que la compañía ya está trabajando

- **Inversión en proyectos asociados a la descarbonización**, con foco en gases renovables, innovación tecnológica y digitalización.
- **Inversión internacional en proyectos de descarbonización** acordes con los objetivos climáticos de los países donde estamos presentes.

3.2



Perspectiva 2021-2026

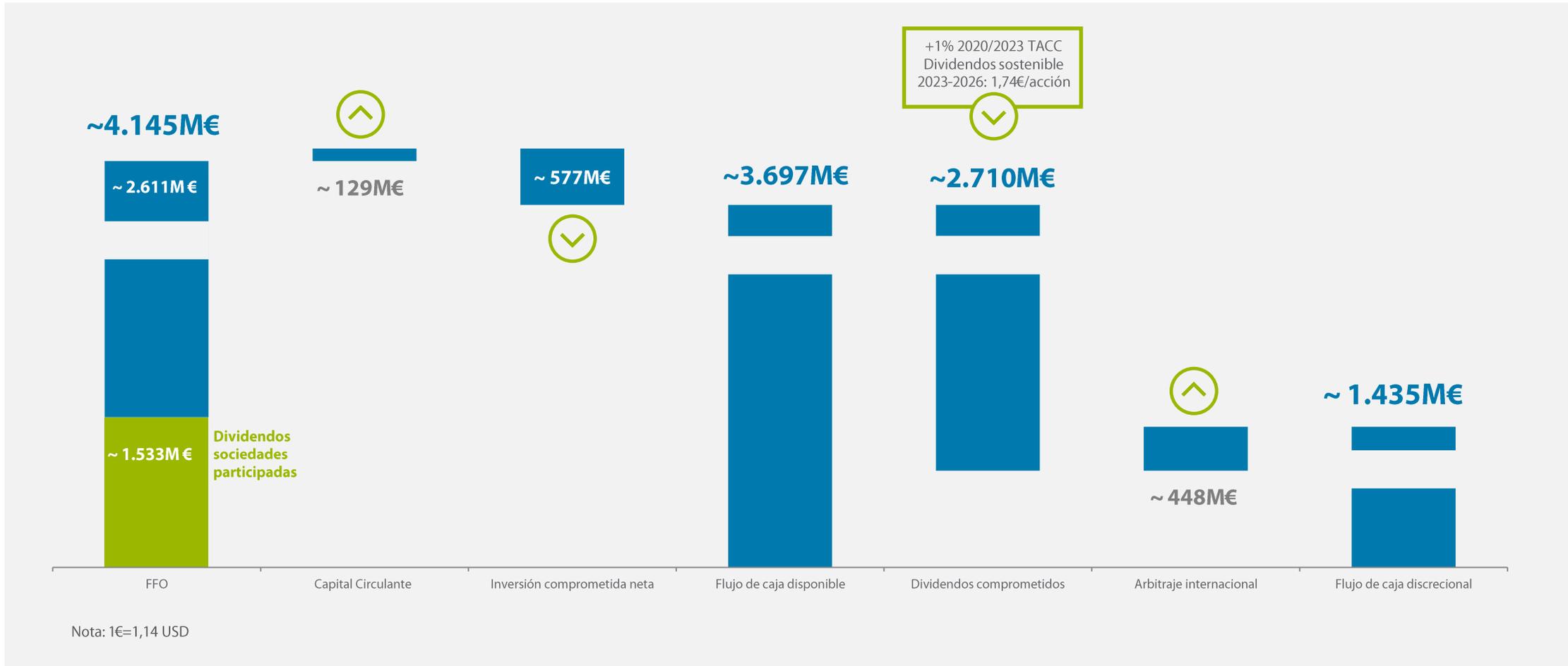
Perspectivas 2021 y objetivos anuales

INTENSIFICACIÓN DEL PLAN DE CONTROL Y AHORRO EN GASTOS, ASÍ COMO REDUCCIÓN DEL ENDEUDAMIENTO NETO DE LA COMPAÑÍA

- **Intensificación del plan de control y ahorro en gastos** generales evitando todo lo que no sea imprescindible para la continuidad de negocio y para el mantenimiento de la actividad actual y futura y del empleo.
- **Sólida generación de caja que permitirá reducir la deuda neta** y seguir manteniendo una estructura de balance sólida y óptima.
- **Sin vencimientos significativos en el año 2021 y excelente situación de liquidez:** 2.473M€ a 31 de diciembre 2020.
- **Estimación de Beneficio Neto para final de año: ~380M€.**
- **Los flujos de caja generados presentan holgura suficiente para asegurar el compromiso de nuestra política de dividendo** del ejercicio 2021 (1,70 euros/acción, +1% respecto 2020).



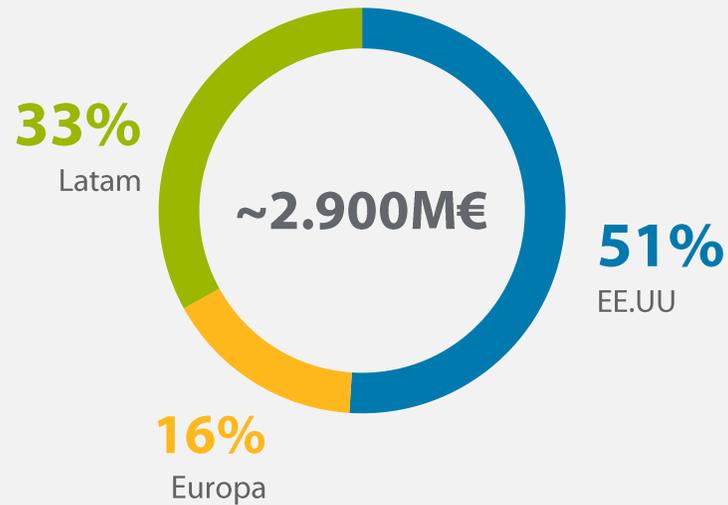
Perspectiva 2021E-2026E: sólida generación de caja



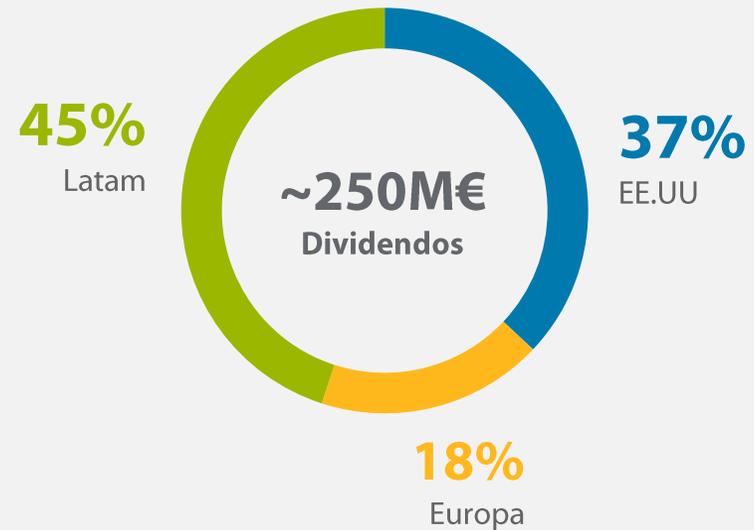
EL FLUJO DE CAJA DISCRECIONAL GENERADO, SIN INVERSIONES ADICIONALES, PRESENTAN HOLGURA SUFICIENTE PARA ASEGURAR EL COMPROMISO DE NUESTRA POLÍTICA DE DIVIDENDO Y CONTINUAR CRECIENDO DE FORMA SOSTENIBLE A FUTURO

Contribución de dividendos sociedades participadas 2021E-2026E

Capital invertido en filiales internacionales



Media 2021E - 2026E



(*) El capital invertido a 31-12-2020 en filiales internacionales incluye las inversiones realizadas en las filiales españolas de BBG y Saggas. No incluye la inversión realizada en GSP

Nota: 1€=1,14 USD

ALTA VISIBILIDAD DEL DIVIDENDO ESPERADO DE NUESTRAS SOCIEDADES PARTICIPADAS POR TRATARSE DE ACTIVOS REGULADOS O PROTEGIDOS POR CONTRATOS TAKE OR PAY

Trans Adriatic Pipeline (TAP)

CON LA PUESTA EN MARCHA EN NOVIEMBRE SE CIERRAN LOS 4,5 AÑOS DE CONSTRUCCIÓN DE UN PROYECTO DE EXTRAORDINARIA COMPLEJIDAD Y MAGNITUD, QUE PROPORCIONARÁ A ENAGÁS UN FLUJO DE CAJA ESTABLE Y UNA ALTA RENTABILIDAD



- El gas natural ya fluye en la red de Snam en Italia, así como en la red griega operada por Desfa.
- **Activo estratégico** para el suministro energético de la Unión Europea
- **Total inversión** para Enagás (16%): **218M€**
- **Contribución media P&L 2021-2026: 50 M€/año**
- Contribución media **Cash Flow 2023-2026: 44 M€/año**
- **TIR: > 11%**

Tallgrass: principales hitos en 2020

FUERTE RECUPERACIÓN DE PRECIOS Y DE LA PRODUCCIÓN EN LAS CUENCAS DE OPERACIÓN DE TGE EN EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2020

La guerra de precios de la OPEP+ y los efectos de la COVID-19 derivaron en una crisis sin precedentes en el sector oil&gas en EEUU: destrucción de demanda y producción y colapso histórico del precio de las commodities.

Principales hitos Pony Express (PXP) en 2020

Alta utilización: el volumen transportado sólo se vio afectado durante mayo y junio. En el resto del año la utilización ha sido muy alta, alcanzando su máximo histórico mensual en agosto.

Suministro diversificado y competitivo: recuperación de la producción en Bakken, Denver Julesbourg (DJ) y Powder River. La entrada en operación de laterales en la zona de Colorado amplía el suministro en la cuenca de DJ. Además, desde el mes de julio, se transporta crudo canadiense pesado.

Estructura contractual: el esfuerzo comercial realizado durante el año permite que el 84% de la capacidad nominal está ligada a contratos take or pay o bajo control de derechos históricos⁽¹⁾ de sus clientes

Proyectos competidores: El proyecto competidor Liberty ha sido aplazado. Otros oleoductos presentan problemas regulatorios que podrían afectar a su operación.

Principales hitos de Rockies Express (REX) en 2020

Alta utilización: REX mantuvo una alta utilización en 2020, especialmente en el tramo Este, donde estuvo cercana a máximos históricos durante el 4T20.

Nuevos suministros: puesta en marcha de los proyectos Cheyenne Connector y Cheyenne Hub en DJ.

Estructura contractual: retraso en la recontractación de parte de la capacidad disponible West to East por la volatilidad de los precios de las commodities.

- REX East to West: nuevos contratos a largo plazo con clientes vinculados a demanda final (distribuidora y ciclo combinado).
- REX West to West: nuevos contratos a largo plazo tras la entrada en operación comercial del flujo bidireccional en la zona 1.

Proyectos competidores: cancelación definitiva del Atlantic Coast Pipeline y retrasos del Mountain Valley Pipeline por problemas regulatorios.

(1): Derecho prioritario del cliente a utilizar la infraestructura. Supone un incentivo a continuar utilizando PXP frente otras opciones

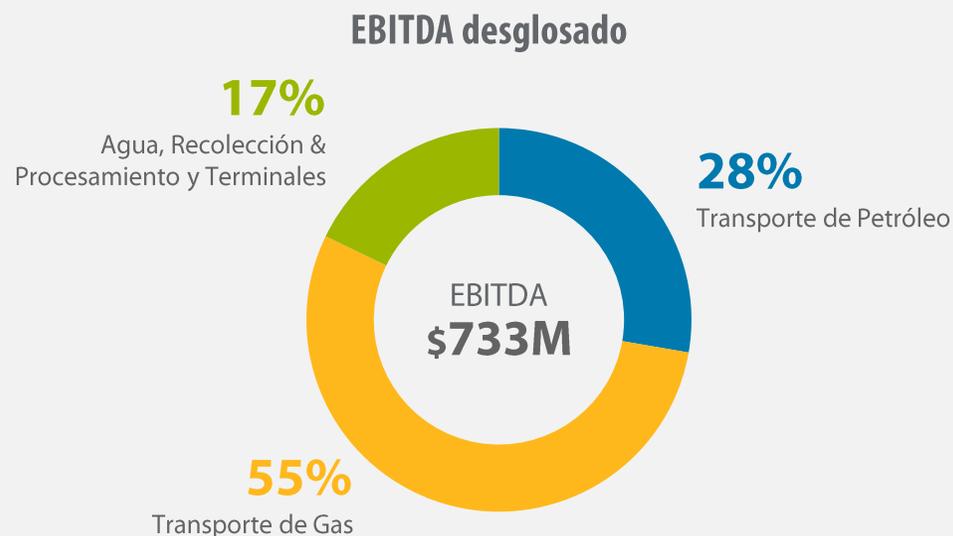
Actualización estratégica 2021-2026

Tallgrass: 2020 EBITDA desglosado

En uno de los peores años para el sector oil & gas de EEUU, el EBITDA de Tallgrass ha mostrado una gran resiliencia por la calidad de los contratos **take or pay** con los que cuenta la compañía

EBITDA
733M\$

(-14% vs. Presupuesto)



Contratos lp (take or pay)

	Capacidad total	Capacidad ¹ contratada a lp	Vida media take or pay
REX (West to East)	~ 1,800 (Mdth/d)	42%	2024
REX (West to West)	~ 650 (Mdth/d)	68%	2024
REX (East to West)	~ 2,600 (Mdth/d)	100%	2032
Pony Express	~ 450 (Mbps)	84%(*)	2024

(1) A 31 de diciembre de 2020. EW no considera último acuerdo con Gulfport de restructuración de contratos. Que liberará 125 MDth/d

(2) Incluye contratos MVC (Take or pay) y derechos históricos de clientes

Nota: Adicionalmente, se cuenta con contratos a corto plazo en REX (~400Mdth/d en 2020).

Tallgrass: estructura financiera 2020

100% DEUDA TGE + 75% DEUDA REX + 100% DEUDA HOLDCO

Deuda neta
6,4bn\$

Sin vencimientos significativos hasta **junio de 2022**

Vida media de la deuda
7,1 años

Deuda / EBITDA
5,1x/4,8x *proforma* TEP Bank
Leverage ⁽¹⁾
7,5x Deuda Neta / EBITDA ⁽²⁾

Coste financiero de la deuda
5,1%

Mercados de capital: **71%**
Term Loan B: **20%**
RCF dispuesta: **9%**

Deuda bruta a tipo fijo
78%

Vencimientos (M\$)



(1) Deuda TGE (Bonos TGE + Revolving TGE) / EBITDA. Cálculo proforma asume amortización parcial del bono 2024 llevada a cabo en ene-21
(2) Deuda neta TGE + 75% REX + Holdco / EBITDA

Tallgrass: demanda y producción petróleo y gas natural 2021-2026

EEUU contribuirá a atender el crecimiento de la demanda mundial de petróleo y gas a largo plazo. Es un productor fiable con suministros flexibles, diversificados y competitivos frente a otras alternativas.



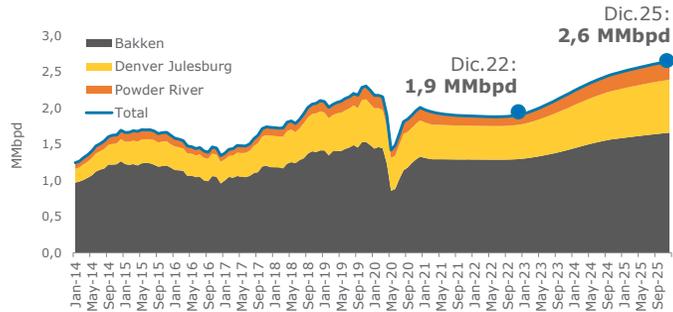
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), World Energy Outlook 2020 (WEO 2020) de octubre 2020, Escenario Stated Policies.

Tallgrass: perspectivas del negocio 2021-2026

CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN LAS CUENCAS DE INFLUENCIA DE TALLGRASS, COMPATIBLE CON LA EVOLUCIÓN PREVISTA DEL NEGOCIO DE REX Y PXP

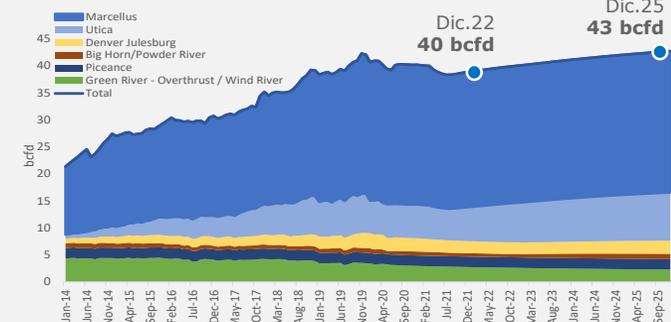
Producción de crudo (cuencas influencia Tallgrass)

Desde julio de 2020, PXP ha comenzado a transportar crudo pesado canadiense.



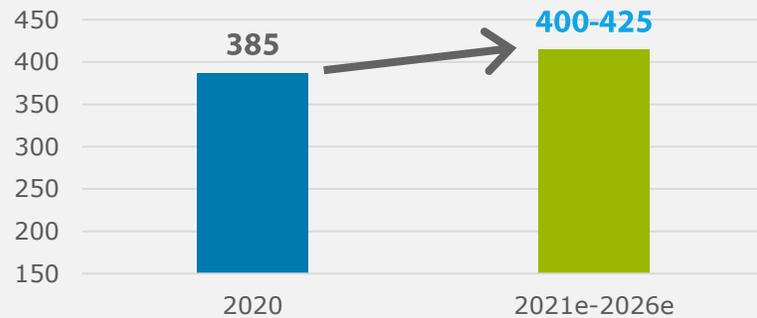
Fuente: Enverus

Producción de gas (cuencas influencia Tallgrass)



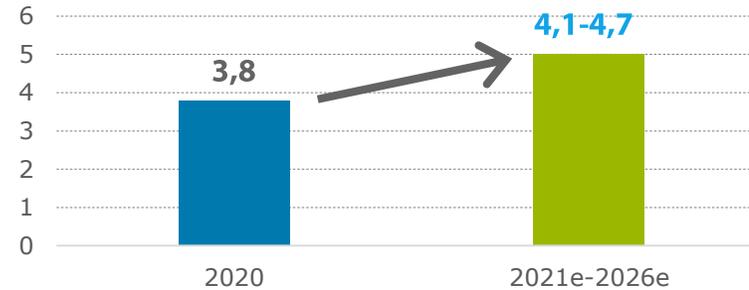
Fuente: Enverus

Volumen medio transportado PXP (Mbpd)



Nota: El volumen medio transportado en 2020, sin incluir los meses de mayo y junio, fue de 409Mbpd.

Capacidad contratada REX (Bcf/d)



No incluye la capacidad contratada en REX West to West.

WATER, GATHERING&PROCESSING: LA REACTIVACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN LOS PRÓXIMOS AÑOS IMPULSARÁ EL CRECIMIENTO DE LA PROVISIÓN DE SERVICIOS DE AGUA Y DE GATHERING Y PROCESAMIENTO DE GAS

Tallgrass: 2021, año de transición

LOS ACCIONISTAS DE TALLGRASS HAN DECIDIDO LA DISTRIBUCIÓN DE UN DIVIDENDO DE \$91 MILL CON CARGO AL EJERCICIO 2020 Y CONTINUAR EN 2021 FORTALECIENDO LA ESTRUCTURA FINANCIERA DE LA EMPRESA

EBITDA

685-735M\$

(~84% del EBITDA es con contratos Take or Pay)

Fondos de las operaciones (FFO)

450-495M\$

Ratio de apalancamiento
TEP Bank leverage

4,5x-4,9x



Tallgrass: perspectiva 2021-2026



- Crecimiento: EBITDA CAGR 2021-2026 del **6%**.
- Inversiones medias 2021-2026: **\$360mill**, con un múltiplo medio de conversión a EBITDA de **6,4x**.
- La creación de una línea de negocio de sostenibilidad (transporte de hidrógeno, producción de renovables, etc) permite reforzar y diversificar la cartera de proyectos de crecimiento.
- Política financiera : Objetivo TEP Bank Leverage **4,5x** y Ratio Look Trough Leverage menor a **7x** (promedio 2021-2026).
- Dividend coverage ratio medio 2022-2026: **1,1x** (promedio 2022-2026)
- Distribución de dividendo para los accionistas de **\$360mill** en media para el periodo 2021-2026 (€95mill en media para Enagás).

TEP Bank Leverage Ratio: Deuda TGE (Bonos TGE + Revolving TGE) / EBITDA. Cálculo proforma asume amortización parcial del bono 2024 llevada a cabo en ene-21
Look-Trough Leverage: Deuda neta TGE + 75% REX + Holdco / EBITDA

Gasoducto Sur Peruano (GSP)



El 2 de julio de 2018, Enagás solicitó ante el CIADI el inicio del arbitraje contra el Estado Peruano en relación a la controversia relativa a su inversión en GSP, en los términos del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones suscrito entre la República del Perú y el Reino de España (“APPRI Perú-España”).



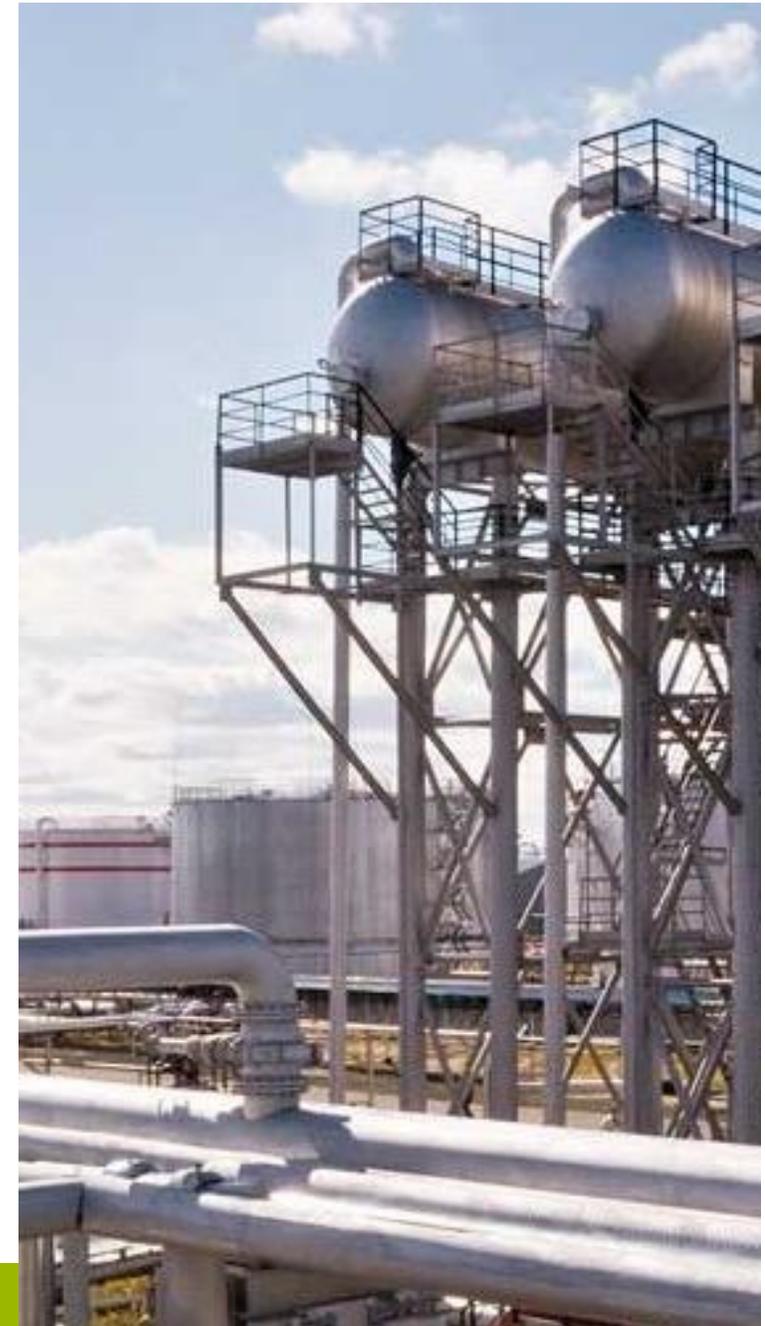
El procedimiento arbitral se está desarrollando según el calendario procesal establecido.



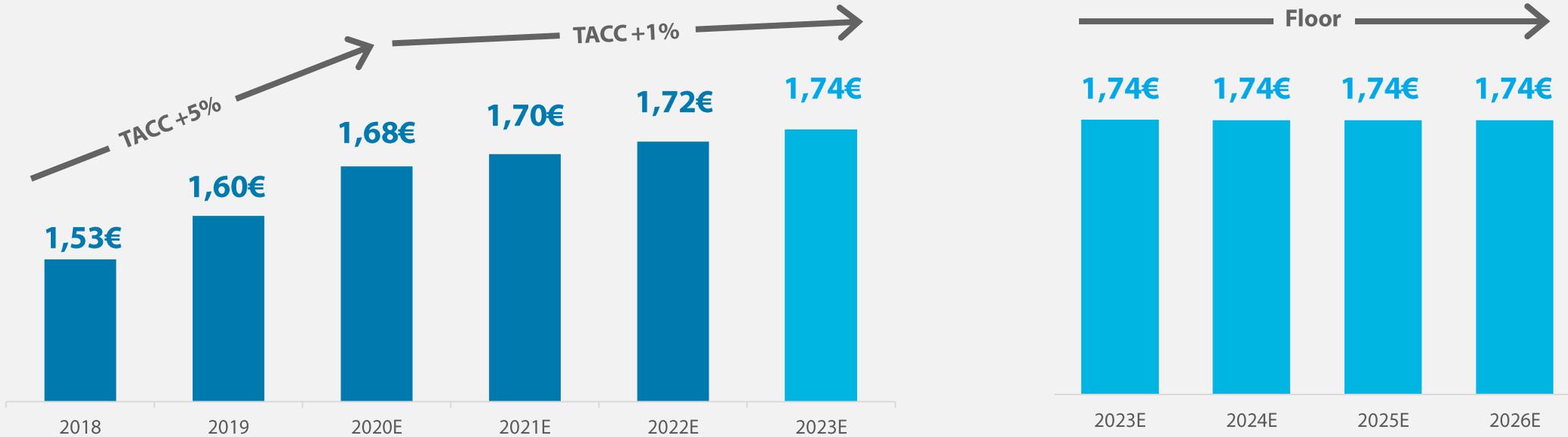
De acuerdo con el calendario procesal aprobado por el Tribunal Arbitral, los asesores legales estiman que el laudo que ponga fin al procedimiento arbitral debería emitirse a finales del año 2022.



La Sociedad está a disposición del Estado Peruano para alcanzar un acuerdo amistoso que ponga término al procedimiento arbitral.



Ratificando la remuneración al accionista 2021E-2026E



 **Dividendo sostenible a largo plazo**

 **La remuneración al accionista continúa siendo nuestra prioridad estratégica**

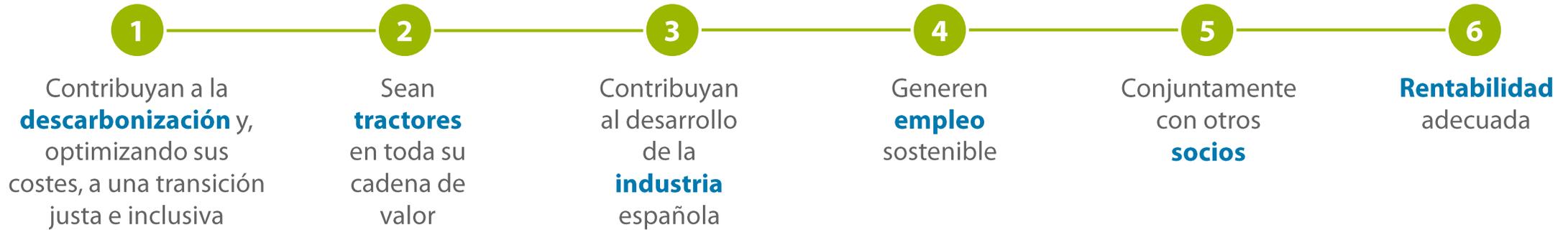
3.3



Impulso de nuevos proyectos vinculados a la transición ecológica

Gases renovables: principales criterios para impulsar proyectos

La propuesta de Enagás para impulsar proyectos de gases renovables en España consiste en promover proyectos que cumplan seis criterios principales:



30 Proyectos hidrógeno

16 Proyectos biometano

+de 50 socios

Movilización total de inversiones entre todos los socios:
~ 5.000 millones de €

LOS FONDOS EUROPEOS *NEXT GENERATION* SON ESENCIALES PARA QUE LA MAYORÍA DE LOS PROYECTOS SEAN VIABLES

Tipología de proyectos de hidrógeno verde

- ✓ Para sustituir hidrógeno gris por hidrógeno verde ("clústers industriales")

Ejemplo: Proyecto "E-fuels"

Socios: Petronor-Repsol, y el Ente Vasco de la Energía

Objetivo: desarrollar una planta demo a escala industrial para la producción de combustibles sintéticos ("e-fuels"), a partir de hidrógeno verde y CO₂ capturado.

- ✓ Para el desarrollo de corredores de hidrógeno verde (infraestructuras, movilidad, exportación) e integración del hidrógeno con las renovables eléctricas para mejorar la gestionabilidad del sistema energético

Ejemplo: Proyecto de La Robla en León

Socio: Naturgy

Objetivo: producción de hidrógeno verde a partir de una planta fotovoltaica de 400 MW y un electrolizador, en una primera fase, de 60 MW.

- ✓ Para replicar la cadena completa del hidrógeno verde y todos sus usos del hidrógeno a pequeña escala

Ejemplo: Proyecto "Green Hysland"

Socios: Acciona, Cemex y Redexis y cuenta con el apoyo del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a través del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) y el Govern balear.

Objetivo: generar al menos 300 toneladas de hidrógeno renovable al año, producido a partir de energía solar, con aplicaciones para la movilidad, generación eléctrica y de calor e inyección de hidrógeno en la red de gas.

- ✓ Para promover la fabricación de bienes y equipos vinculados a la cadena del hidrógeno en España

Ejemplo: Proyecto SUN2HY

Socio: Repsol

Objetivo: desarrollo de una nueva tecnología que permite la transformación directa de la energía solar en hidrógeno mediante una planta de fotoelectrocatalisis (tecnología PEC).

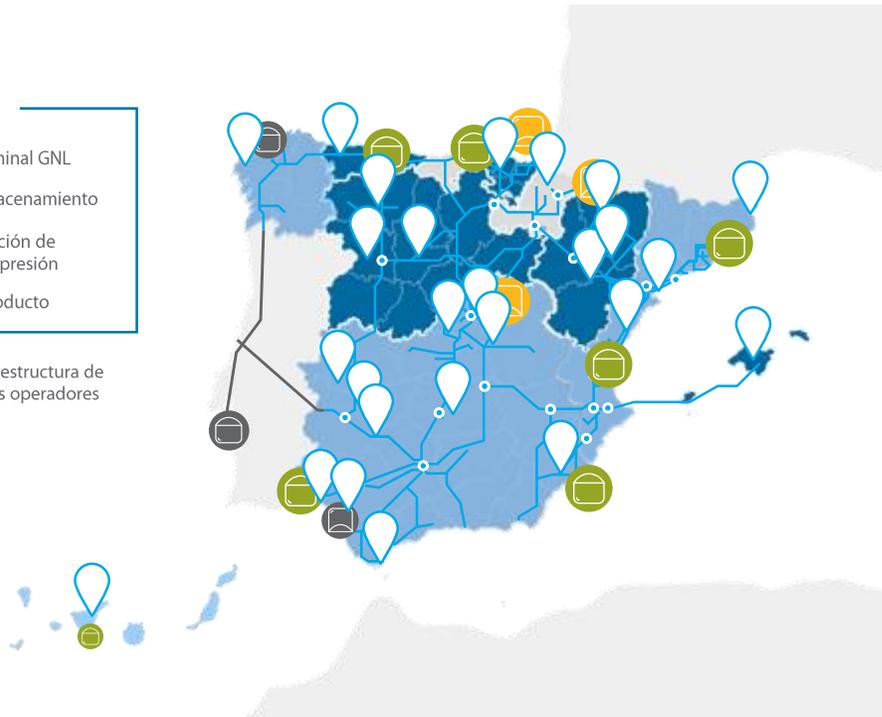
Hidrógeno: principales proyectos en cartera

> 600 MW electrólisis

Enagás

- Terminal GNL
- Almacenamiento
- Estación de compresión
- Gasoducto

● Infraestructura de otros operadores



IPCEI Jun 2020

Memorias Plan Recuperación

Hidrógeno



Energía eléctrica procedente de fuentes renovables



H2



Uso directo
Inyección en gasoductos

- Movilidad
- Generación eléctrica
- Industria
- Uso terciario/ doméstico

Más de 30 proyectos y 50 socios en prácticamente todas las Comunidades Autónomas, cubriendo todos los usos y sectores contemplados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable:

- Sustitución hidrógeno gris por verde.
- Movilidad.
- Usos térmicos de difícil electrificación.
- Gestionabilidad de energías renovables eléctricas.

Participación en **principales asociaciones** (nacionales y europeas) y colaboración directa con Organismos, Comunidades Autónomas y Ayuntamientos.

Co-presidencia de la mesa redonda sobre transmisión y distribución de hidrógeno limpio de la Alianza de Hidrógeno Limpio de la UE.

Otros proyectos para la descarbonización

Proyectos de biometano

Más de 15 proyectos en desarrollo a corto plazo, junto con socios, en diferentes comunidades autónomas (entre otras, Madrid, Andalucía, Comunidad Valenciana, Navarra y Asturias).

Participación en **principales asociaciones** y colaboración directa con Organismos, Comunidades Autónomas y Ayuntamientos.

GNL como vector de descarbonización

Transporte marítimo, ferroviario y terrestre

-18% de emisiones CO₂ con GNL en el transporte marítimo.

Entre **2 y 4 millones tCO₂** evitadas en 2030 (proyecto LNGas hive).

En el sector ferroviario **-20% de emisiones** por recuperación de tráfico de carretera.

Ejemplos:

Proyecto Planta de Small Scale de GNL en Ravenna (a través de Scale Gas)

Proyecto CORE LNGas Hive

Proyecto con Renfe



04

Road Map 2025-2040

Hoja de Ruta vinculada a la Estrategia Europea del Hidrógeno, a la Hoja de Ruta del Gobierno de España...

Papel relevante de los TSOs en el plan de descarbonización de la UE

Importante rol de infraestructuras existentes en este periodo

Ejecución de nuevos proyectos e infraestructuras para la descarbonización

Papel de los TSOs en el proceso de descarbonización europeo

Aceleradores de mercado: Rol clave como generador de demanda y mercado que haga atractiva la entrada de más participantes que usen su infraestructura

Experiencia y capacidad técnica: Pueden ser facilitadores de principios de conversión rentables y servicios de gestión de la calidad del gas, garantizando al mismo tiempo la integridad del mercado y la diversificación de los suministros.

Cooperación entre TSO y DSO: Fundamental para una distribución adecuada: i) Intercambio de datos sobre la calidad del gas, especialmente en los casos de flujos bidireccionales ii) Coordinación transfronteriza en puntos de interconexión, asegurando el suministro y evitando la fragmentación del mercado.

Integradores de sistemas: Papel clave a largo plazo, con un mercado energético integrado (sistemas eléctrico y gasista), garantizando el desarrollo de instalaciones de gases renovables en condiciones no discriminatorias.

Impulsores de marcos regulatorios necesarios para llevar a cabo los primeros proyectos a escala industrial y desarrollar toda la cadena de valor del hidrógeno.



España, Marco estratégico de energía y clima

- Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030
- Estrategia de Transición Justa
- **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050**
- **Hoja de Ruta del Hidrógeno**
- Hoja de Ruta del Biogás (en consulta pública previa)
- Estrategia de Almacenamiento Energético (borrador en consulta pública)

Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050

-90%

de emisiones GEI a 2050 vs. 1990

10%

restante absorbido por los sumideros de carbono

Hoja de Ruta del Hidrógeno

8.900

millones en inversiones hasta 2030

4 GW

de potencia instalada de electrolizadores en 2030

25%

del consumo de hidrógeno por la industria sea renovable en 2030

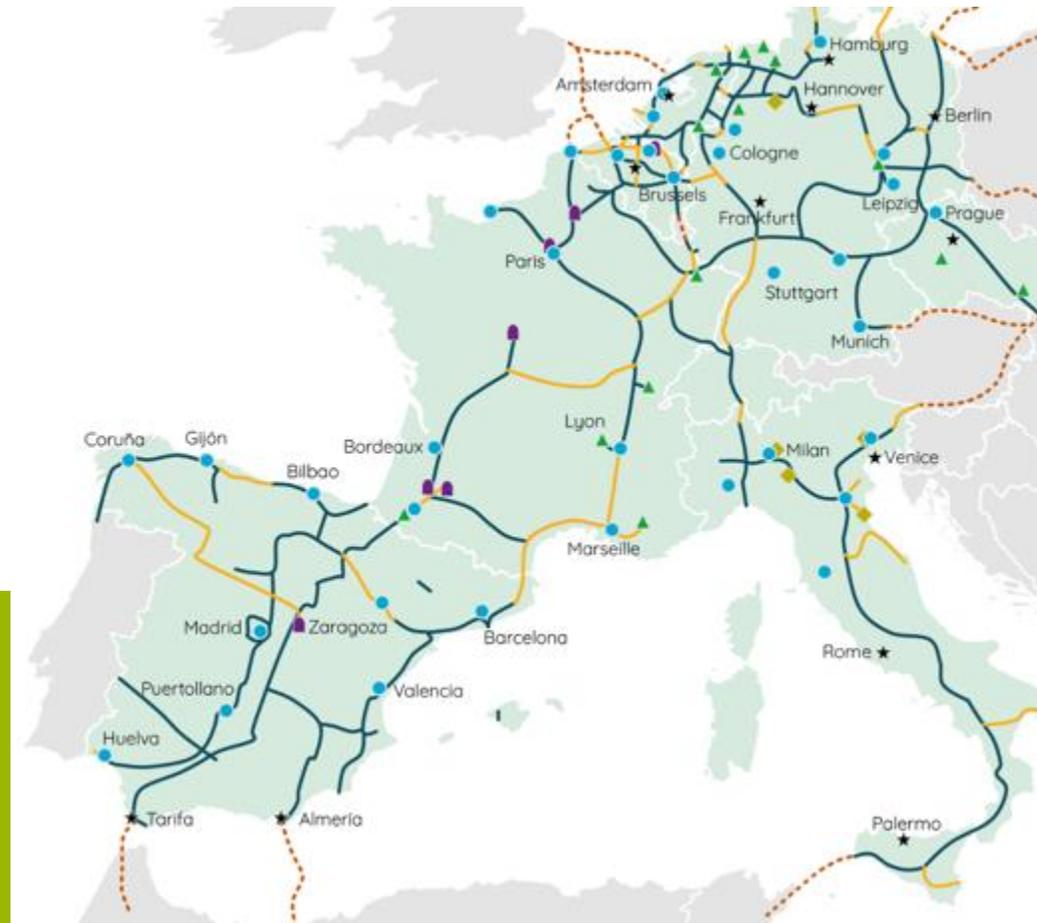
La red gasista española, infraestructura esencial a largo plazo

- Con ayuda de los planes europeos de recuperación, **el hidrógeno renovable podría ser competitivo hacia final de la década**, mucho antes de lo previsto hace unos pocos años, en los países con mayor recurso renovable.
- **España**, por su elevado potencial de generación solar y eólica, **aspira a convertirse en un exportador de hidrógeno renovable al resto de Europa**, e incluso, podría llegar a ser país de tránsito de hidrógeno verde procedente del Norte de África.
- Enagás, junto con los principales TSOs, ya trabaja para **preparar el desarrollo a partir de 2025 de una red troncal europea dedicada a canalizar hidrógeno verde**.



Inversión estimada para el desarrollo del hidrógeno

Propuesta de futura red de hidrógeno a 2040



- La necesidad de infraestructuras de hidrógeno para su transporte en **Europa**, puede llevar a Enagás a desarrollar **una inversión incremental en el rango de 4.200-6.300 M€ en el periodo 2025-2040***.
- La futura red dedicada de hidrógeno aprovechará en gran medida las **infraestructuras de transporte existentes, complementadas con nuevos tramos de gasoducto y almacenamientos**, para desarrollar todo el potencial de producción de hidrógeno verde y atención de la demanda.

* La estimación de la inversión necesaria se ha realizado de acuerdo a estudios internos e información compartida entre TSOs europeos en el marco de la **iniciativa European Hydrogen Backbone**, en la que participa Enagás, y su materialización se adaptará a la velocidad de desarrollo de las tecnologías y del mercado de hidrógeno.

— H₂ pipelines by conversion of existing natural gas pipelines
 — Newly constructed H₂ pipelines
 - - - Possible additional routes
 ■ Countries within scope of study
 □ Countries beyond scope of study
 ▲ Potential H₂ storage: existing / new salt cavern

■ Potential H₂ storage: Aquifer
 ◆ Potential H₂ storage: Depleted field
 ● Industrial cluster
 ★ City, for orientation purposes (if not indicated as cluster already)

**Muchas
gracias**

