



## Resultados 3<sup>er</sup>. Trimestre 2014

21 octubre 2014



## Consideraciones para la interpretación de los resultados Ene-Sept 2014

1

Desde el día 4 de julio de 2014, los resultados de la Compañía están afectados por las medidas contenidas en el Real Decreto-ley 8/2014 en el que se establece la nueva metodología de cálculo de la retribución de las actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

El impacto en ingresos regulados está en línea con lo anunciado por Enagás.

2

En los resultados de los nueve primeros meses cabe destacar la aportación positiva de TGP (Perú) en el resultado de sociedades por puesta en equivalencia y las inversiones realizadas en el tercer trimestre del año en Gasoducto del Sur Peruano y TAP (Trans Adriatic Pipeline).

3

En 2014 y de acuerdo con la NIIF 11 (por la cual la opción de aplicar el método de integración proporcional queda eliminada para los negocios que tengan control conjunto), BBG y Altamira pasan a consolidarse por el método de puesta en equivalencia, aportando sólo a BDI.

# Principales magnitudes Ene-Sept 2014

Datos Proforma, integrando BBG y Altamira en el 2013 por el método de puesta en equivalencia

Cuenta de resultados (mill€)	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var%
<b>Ingresos totales</b>	979,0	929,7	-5,0%
<b>EBITDA</b>	762,6	733,0	-3,9%
<b>EBIT</b>	510,8	496,1	-2,9%
<b>BDI</b>	303,6	308,1	1,5%

Cuenta de resultados Proforma (mill€)	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var%
<b>Ingresos totales</b>	944,6	929,7	-1,6%
<b>EBITDA</b>	737,6	733,0	-0,6%
<b>EBIT</b>	495,8	496,1	0,1%
<b>BDI</b>	303,6	308,1	1,5%

Balance (mill€)	30 Sept 2013	30 Sept 2014
<b>Total activos</b>	8.368,7	7.967,8
<b>Fondos Propios</b>	2.140,4	2.244,2
<b>Deuda Neta</b>	3.554,2	3.910,5
<b>Liquidez</b>	2.491	2.347

Otras magnitudes (mill€)	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var%
<b>Inversiones</b>	450,3	546,3	21,3%

Nota: En las cifras de inversión del año 2014 se incorpora la inversión realizada en TgP, Gasoducto del Sur Peruano y TAP

Magnitudes operativas (GWh)	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var%
<b>Demanda de gas transportada</b>	290.512	289.028	-0,5%

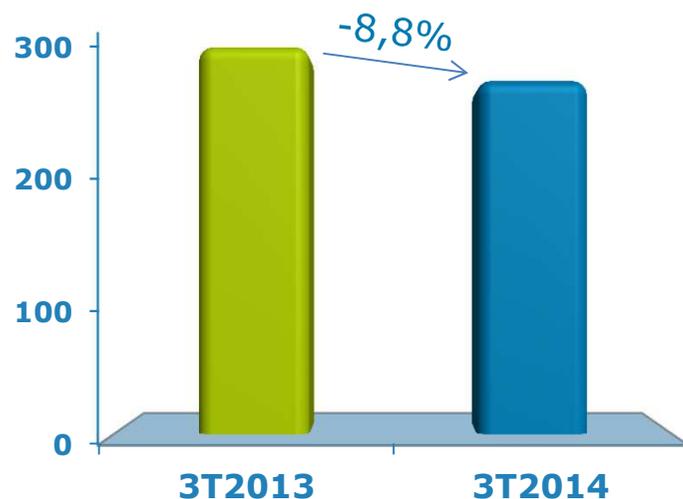


Desde el día 4 de julio de 2014, los resultados recogen los efectos de las medidas contenidas en el Real Decreto-ley 8/2014, en el que se establece la nueva metodología de cálculo de la retribución de las actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

# Análisis resultados Jun-Sept 2014

Datos proforma integrando BBG en 2013 por el método de puesta en equivalencia

## Ingresos regulados (M€)



Impacto de la reforma gasista en ingresos regulados 3T2014 (-27M€)

## Estabilizadores

Intensificación del plan de eficiencia, que permitirá alcanzar en el segundo semestre una reducción de €5M en gastos operativos

€13M de menor amortización (Debido a la extensión de vida útil regulatoria para los activos de transporte pre 2008)

Contribución adicional de inversiones internacionales por puesta en equivalencia

## BDI (M€)



El impacto en ingresos regulados en el tercer trimestre está en línea con el impacto regulatorio en ingresos anunciado de €-120M/año en media para el primer periodo regulatorio 2014-2020

# Inversiones Enero-Septiembre 2014

## España



• Inversión en España €99,6M

## Internacional



• Inversión internacional (Equity) €446,7M

La Compañía ha cumplido el objetivo de inversión del año 2014

# Trans Adriatic Pipeline (TAP): Cumplimiento de criterios



## Detalles de la adquisición:

- **Participación de Enagás: 16%**
- **Proyecto greenfield**
- **Inicio de construcción 2016**
- **Entrada en operación en 2020 y contribución desde ese año en las cuentas de Enagás por puesta en equivalencia**

## Core Business

- Gasoducto de 871 km de longitud que enlazará Grecia, Albania e Italia.
- Diseñado para suministrar gas natural procedente del Mar Caspio a Europa, el proyecto forma parte del Southern Gas Corridor, clave para la seguridad energética europea
- 115 km de gasoducto Offshore a través del mar Adriático

## Governance

- Accionistas: BP (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) y Axpo (5%)
- Participación de Enagás en la toma de decisiones

## Perfil de riesgo

- Offtakers, entre los que se encuentran socios de TAP, de alta calificación crediticia
- Incluido como Project of Common Interest (PCI) de la Unión Europea en octubre de 2013 al ser clave para la integración del mercado de gas europeo
- Acuerdos con los países de tránsito (Grecia, Albania e Italia)

## Retornos

- En línea con los retornos exigidos a las inversiones internacionales

## Socios



Enagás anunció su participación en el proyecto el 30 de septiembre de 2014

# Estructura financiera y liquidez

## Deuda Neta

Aumento del endeudamiento como consecuencia de las inversiones en Gasoducto del Sur, TAP y el pago de dividendo complementario en el mes de julio



## Datos endeudamiento y Disponibilidades Financieras

	Septiembre 2013	Septiembre 2014
Deuda Neta/EBITDA* corregido (12 últimos meses)	3,5x	3,8x
Coste neto de la deuda	3,0%	3,1%
Apalancamiento	62,4%	63,5%
Disponibilidades financieras	€2.491M	€2.347M
Disponibilidades	€950M	€1.597M
Tesorería	€1.541M	€750M

(\* Ebitda ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades filiales)

## Tipología de deuda



En el mes de septiembre Standard & Poor's ratificó el rating de la Compañía (BBB) y su perspectiva estable

## Demanda de gas natural Enero-Septiembre 2014

### Demanda nacional

<i>Convencional</i>	<i>-9,7% vs Ene-Sept 2013</i>
<i>Sistema Eléctrico</i>	<i>-6,7% vs Ene-Sept 2013</i>
<b>TOTAL</b>	<b>-9,2% vs Ene-Sept 2013</b>

### Tránsito por el sistema Gasista

<i>Exportaciones</i>	<i>-45,6% vs Ene-Sept 2013</i>
<i>Cargas de Buques</i>	<i>+93,8% vs Ene-Sept 2013</i>
<i>Tránsito Portugal</i>	<i>+19,6% Ene-Sept 2013</i>
<b>TOTAL</b>	<b>+42,9% vs Ene-Sept2013</b>

**Demanda de gas transportada -0,5 % vs Ene-Sept 2013**

## Real Decreto Ley 13/2014 en relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural “Castor”

1

El RD anula la concesión de explotación de Castor y establece la hibernación de las instalaciones. Además se asigna su administración a Enagás para su mantenimiento durante la hibernación. **En ningún caso se ha asignado la concesión a Enagás.**

2

Enagás percibirá una retribución del Sistema Gasista por el desarrollo de estos trabajos de mantenimiento del almacenamiento hibernado y paralizado.

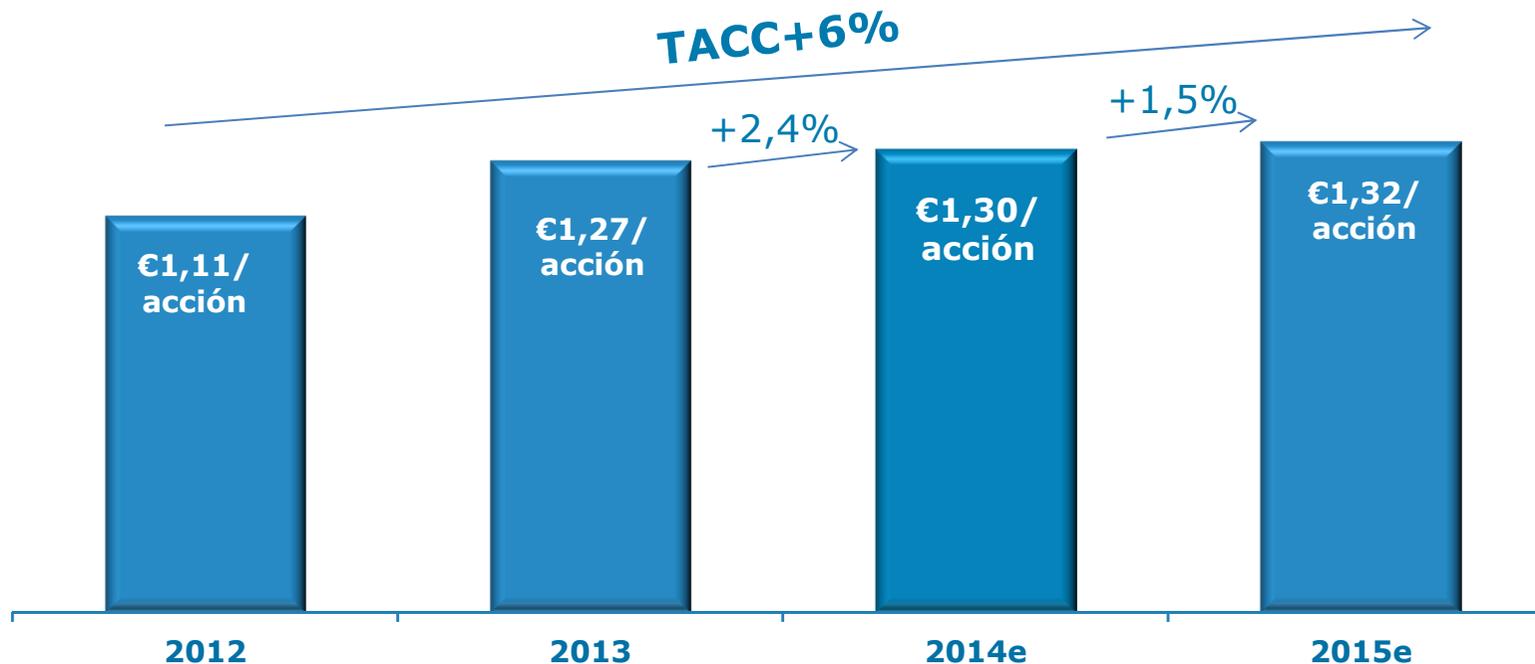
3

Para Enagás esta operación tiene un carácter neutro desde el punto de vista financiero: **sin efecto en las cuentas**, no incrementa el endeudamiento y no altera los objetivos de inversión. Standard & Poor's y Fitch han publicado en sus informes que **no hay impacto en los ratings** de la Compañía.

4

Las medidas adoptadas en el almacenamiento de Castor supondrán un **ahorro importante de costes para el sistema gasista español** en los próximos 30 años a la vez que garantizan la seguridad de las personas, los bienes y el medioambiente

# Dividendos



Manteniendo objetivo anual de crecimiento de dividendo en 2014 (+2,4%) y cumpliendo el objetivo establecido en la actualización estratégica 2013-2015



Nota: El dividendo por acción estimado por la Compañía se someterá a la aprobación en la Junta General de Accionistas, de acuerdo con la legislación societaria española.

## Conclusión

1

Los resultados del tercer trimestre del año son los primeros afectados por el nuevo marco regulatorio y el impacto en ingresos regulados está en línea con el recorte medio anual anunciado por la Compañía

2

Dicho impacto en ingresos regulados, tal y como se anunció, se ha amortiguado a nivel de BDI por el efecto del control de gastos de explotación, alargamiento de vida útil de activos y resultados internacionales

3

La Compañía ha cumplido el objetivo de inversión del año 2014

4

Enagás mantiene el objetivo de crecimiento de dividendo establecido en la actualización estratégica 2013-2015

5

Enagás presentará una actualización del plan estratégico una vez que todos los desarrollos normativos hayan sido publicados



## Resultados 3er. Trimestre 2014

[www.enagas.es](http://www.enagas.es)

[investors@enagas.es](mailto:investors@enagas.es)

+34 91 709 93 30

