

# **Enagás, S.A. y Sociedades Dependientes**

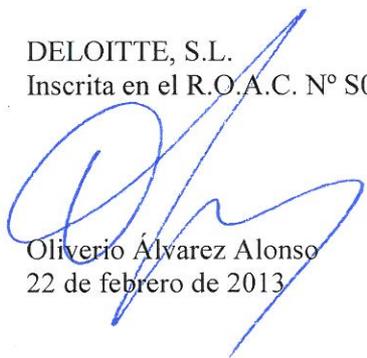
Informe de Auditoría  
Cuentas Anuales Consolidadas  
del ejercicio terminado el 31 de  
diciembre de 2012 e Informe de  
Gestión Consolidado, junto con el  
Informe de Auditoría  
Independiente

## INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Enagás, S.A.:

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Enagás, S.A. (la "Sociedad") y sociedades dependientes (el "Grupo") que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2012, la cuenta de resultados consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2 de la memoria adjunta, los Administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.
2. En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2012 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Enagás, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2012, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.
3. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2012 contiene las explicaciones que los Administradores de Enagás, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2012. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Enagás, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.  
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Oliverio Álvarez Alonso  
22 de febrero de 2013

INSTITUTO DE  
CENSORES JURADOS  
DE CUENTAS DE ESPAÑA

Miembro ejerciente:  
**DELOITTE, S.L.**

Año **2013** Nº **01/13/00091**  
**IMPORTE COLEGIAL: 96,00 EUR**

Este informe está sujeto a la tasa  
aplicable establecida en la  
Ley 44/2002 de 22 de noviembre.

ENAGÁS, S.A.  
y  
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas  
a 31 de Diciembre de 2012



**ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
(Expresado en miles de euros)

<u>Activo</u>	Notas	31.12.2012	31.12.2011
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>5.977.882</b>	<b>5.722.581</b>
Activos intangibles	5	74.303	54.815
Fondo de Comercio		19.153	-
Otro inmovilizado Intangible		55.150	54.815
Inmovilizaciones materiales	6	5.679.516	5.580.070
Inversiones contabilizadas por método de participación	32	152.341	-
Inversiones financieras empresas grupo y asociadas	7	15.688	4.718
Otras inversiones financieras a l/p	7	14.071	53.573
Activos por impuestos diferidos	20	41.963	29.405
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>2.105.561</b>	<b>1.994.818</b>
Existencias	8	13.829	13.785
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9	607.473	545.024
Otros activos financieros corrientes	7	2.227	6.609
Otros activos corrientes		2.385	2.077
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	10	1.479.647	1.427.323
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>8.083.443</b>	<b>7.717.399</b>

<u>Pasivo</u>	Notas	31.12.2012	31.12.2011
<b>PATRIMONIO NETO</b>		<b>2.004.784</b>	<b>1.861.596</b>
<b>FONDOS PROPIOS</b>		<b>2.014.878</b>	<b>1.867.377</b>
Capital suscrito	11	358.101	358.101
Reservas	11	1.379.447	1.235.591
Resultado del ejercicio		379.508	364.643
Dividendo activo a cuenta	11	(102.178)	(90.958)
<b>AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR</b>	11	<b>(10.094)</b>	<b>(5.781)</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>5.210.229</b>	<b>3.878.061</b>
Provisiones	13	175.389	91.555
Pasivos financieros no corrientes	14	4.538.270	3.323.065
Deudas con empresas del grupo y asociadas l/p		16	657
Pasivos por impuestos diferidos	20	422.014	386.795
Otros pasivos no corrientes	15	74.540	75.989
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>868.430</b>	<b>1.977.742</b>
Pasivos financieros corrientes	14	575.010	1.606.544
Deudas con empresas del grupo y asociadas c/p		-	4.746
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	18	293.420	366.452
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>8.083.443</b>	<b>7.717.399</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2012

**ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL 31 DE DICIEMBRE DE**  
**2012**  
**(Expresado en miles de euros)**

	Notas	31.12.2012	31.12.2011
Importe Neto de la Cifra de Negocios	21	1.180.059	1.118.443
Ingresos por actividades reguladas		1.140.355	1.096.280
Ingresos por actividades no reguladas		39.704	22.163
Otros ingresos de explotación	21	18.349	18.590
Gastos de personal	22	(78.987)	(66.958)
Otros gastos de explotación	22	(185.114)	(202.281)
Dotaciones a amortizaciones		(315.875)	(299.598)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado		15	17.751
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>618.447</b>	<b>585.947</b>
Ingresos financieros e ingresos asimilados	23	37.970	33.974
Gastos financieros y gastos asimilados	23	(110.998)	(99.259)
Diferencias de cambio (netas)	23	(3.657)	(333)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>		<b>(76.685)</b>	<b>(65.618)</b>
Rdo. Entidades valoradas método puesta en equivalencia	32	969	-
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>542.731</b>	<b>520.329</b>
Impuesto sobre las ganancias	20	(163.223)	(155.686)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>379.508</b>	<b>364.643</b>
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>		<b>379.508</b>	<b>364.643</b>
Atribuible a :			
<b>Sociedad Dominante</b>		<b>379.508</b>	<b>364.643</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN</b>	12	<b>1,59</b>	<b>1,53</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO</b>	12	<b>1,59</b>	<b>1,53</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados Consolidada a 31 de diciembre de 2012

**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

Expresado en miles de euros

	31.12.2012	31.12.2011
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>379.508</b>	<b>364.643</b>
<b>INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:</b>	<b>(12.716)</b>	<b>(9.999)</b>
Por valoración de instrumentos financieros		
Activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	(23.945)	(14.271)
Por diferencias de conversión	3.585	-
Efecto impositivo	7.644	4.272
<b>TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:</b>	<b>8.403</b>	<b>6.809</b>
Por valoración de instrumentos financieros		
Activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	12.005	9.727
Efecto impositivo	(3.602)	(2.918)
<b>TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>375.195</b>	<b>361.453</b>
Atribuidos a la entidad dominante	375.195	361.453

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado al 31 de diciembre de 2012

**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
 Expresado en miles de euros

	Capital	Prima de Emisión y reservas	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Total Patrimonio neto
<b>SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2011</b>	<b>358.101</b>	<b>1.121.739</b>		<b>333.481</b>	<b>(74.485)</b>	<b>(2.591)</b>	<b>1.736.245</b>
<b>Total ingresos y gastos reconocidos</b>				<b>364.643</b>		<b>(3.190)</b>	<b>361.453</b>
<b>Operaciones con accionistas</b>				<b>(125.604)</b>	<b>(90.958)</b>		<b>(216.562)</b>
- Aumentos/(reducciones) de capital							
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto							
- Distribución de dividendos				<b>(125.604)</b>	<b>(90.958)</b>		<b>(216.562)</b>
- Operaciones con acciones propias (netas)							
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios							
- Otras operaciones con socios							
<b>Otras variaciones del patrimonio neto</b>		<b>113.852</b>		<b>(207.877)</b>	<b>74.485</b>		<b>(19.540)</b>
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio							
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto				<b>(207.877)</b>			<b>(207.877)</b>
- Otras variaciones		<b>113.852</b>			<b>74.485</b>		<b>188.337</b>
<b>SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2011</b>	<b>358.101</b>	<b>1.235.591</b>		<b>364.643</b>	<b>(90.958)</b>	<b>(5.781)</b>	<b>1.861.596</b>
Ajustes por cambios de criterio 2011							
Ajustes por errores 2011							
<b>SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2012</b>	<b>358.101</b>	<b>1.235.591</b>		<b>364.643</b>	<b>(90.958)</b>	<b>(5.781)</b>	<b>1.861.596</b>
<b>Total ingresos y gastos reconocidos</b>				<b>379.508</b>		<b>(4.313)</b>	<b>375.195</b>
<b>Operaciones con accionistas</b>				<b>(146.060)</b>	<b>(102.178)</b>		<b>(248.238)</b>
- Aumentos/(reducciones) de capital							
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto							
- Distribución de dividendos				<b>(146.060)</b>	<b>(102.178)</b>		<b>(248.238)</b>
- Operaciones con acciones propias (netas)							
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios							
- Otras operaciones con socios							
<b>Otras variaciones del patrimonio neto</b>		<b>143.856</b>		<b>(218.583)</b>	<b>90.958</b>		<b>16.231</b>
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio							
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto				<b>(218.583)</b>			<b>(218.583)</b>
- Otras variaciones		<b>143.856</b>			<b>90.958</b>		<b>234.814</b>
<b>SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2012</b>	<b>358.101</b>	<b>1.379.447</b>		<b>379.508</b>	<b>(102.178)</b>	<b>(10.094)</b>	<b>2.004.784</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado total de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2012



**ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
 Expresado en miles de euros

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>542.731</b>	<b>520.329</b>
<b>Ajustes al resultado consolidado</b>	<b>376.516</b>	<b>348.756</b>
Amortización de activos fijos	315.785	299.598
Otros ajustes al resultado	60.731	49.158
<b>Variación del capital circulante operativo</b>	<b>(135.834)</b>	<b>(175.577)</b>
Existencias	(44)	347
Deudores y otras cuentas a cobrar	(62.449)	(185.778)
Otros activos corrientes	(308)	(4.689)
Acreedores y otras cuentas a pagar	(73.033)	14.543
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de explotación</b>	<b>(200.240)</b>	<b>(126.011)</b>
Pagos de intereses	(117.093)	(113.430)
Cobros de intereses	27.793	33.519
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(110.940)	(46.100)
Otros cobros /(pagos)	-	-
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>583.173</b>	<b>567.497</b>
<b>Pagos por inversiones</b>	<b>(470.604)</b>	<b>(632.885)</b>
Empresas del grupo y asociadas	(167.059)	(4.718)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(302.167)	(583.216)
Otros activos financieros	(1.378)	(44.951)
<b>Cobros por desinversiones</b>	<b>5.112</b>	<b>41.500</b>
Empresas del grupo y asociadas	5.112	25.400
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	-	15.521
Otros activos financieros	-	579
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(465.492)</b>	<b>(591.385)</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero</b>	<b>182.881</b>	<b>580.722</b>
Emisión	3.521.336	1.243.289
Devolución y amortización	(3.338.455)	(662.567)
<b>Pagos por dividendos</b>	<b>(248.238)</b>	<b>(216.562)</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	<b>(65.357)</b>	<b>364.160</b>
<b>FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO</b>	<b>52.324</b>	<b>340.272</b>
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	1.427.323	1.087.051
<b>EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1.479.647</b>	<b>1.427.323</b>

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2012

**1. Actividad del Grupo**

La Sociedad Dominante Enagás, S.A. es una sociedad constituida en España de conformidad con la Ley de Sociedades de Capital, siendo su objeto social:

- Las actividades de regasificación, transporte básico y secundario y almacenamiento de gas natural, mediante o a través de las infraestructuras o instalaciones gasistas correspondientes, propias o de terceros, así como la realización de actividades auxiliares o vinculadas a las anteriores.
- El diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimientos de todo tipo de infraestructuras gasistas e instalaciones complementarias, incluidas redes de telecomunicaciones, telemando y control de cualquier naturaleza y redes eléctricas, ya sean propias o propiedad de terceros.
- El desarrollo de todas las funciones relacionadas con la gestión técnica del sistema gasista.
- Las actividades de transporte y almacenamiento de dióxido de carbono, hidrógeno, biogás y otros fluidos de carácter energético, mediante o a través de las instalaciones correspondientes, propias o de terceros, así como el diseño, construcción, puesta en marcha, explotación, operación y mantenimiento de todo tipo de infraestructuras e instalaciones complementarias, necesarias para dichas actividades.
- Las actividades de aprovechamiento del calor, del frío y de energías asociadas a sus actividades principales o resultado de las mismas.
- La prestación de servicios de diversa naturaleza, entre ellos, de ingeniería, construcción, asesoría, consultoría, en relación con actividades que constituyen su objeto así como la participación en actividades de gestión de mercados de gas natural, en la medida en que sean compatibles con las actividades atribuidas por la ley a la Sociedad.

Las actividades anteriores podrán ser realizadas por la Sociedad, por sí, o por medio de sociedades de idéntico o análogo objeto en que participe y siempre dentro del alcance y con los límites establecidos en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos. De conformidad con dicha legislación, las actividades de transporte y de gestión técnica del sistema que tengan el carácter de reguladas las deberá realizar, respectivamente, por medio de dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social. En consecuencia forman parte del objeto social:

- La gestión del grupo empresarial constituido por las participaciones en el capital social de las sociedades que lo integren.
- La prestación de servicios de asistencia o apoyo a las sociedades y empresas participadas a cuyo fin podrá prestar, a favor de las mismas, las garantías y afianzamientos que resulten oportunos.

Su domicilio social se encuentra en Paseo de los Olmos, nº 19 28005 Madrid. En la página "web": [www.enagas.es](http://www.enagas.es) y en su domicilio social pueden consultarse los Estatutos sociales y demás información pública sobre la Sociedad y su Grupo.

Enagás, S.A. es cabecera de un grupo de entidades que incluyen participaciones en negocios conjuntos y en sociedades dependientes, que se dedican a actividades de transporte y regasificación de gas natural y que constituyen, junto con Enagás, S.A., el Grupo Enagás (en adelante, el Grupo). Consecuentemente, Enagás, S.A. está obligada a elaborar, además de sus propias Cuentas Anuales, las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo, que incluyen, así mismo, las participaciones en negocios conjuntos y en sociedades dependientes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2012, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme están presentadas.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas se presentan en miles de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional del entorno económico principal en el que opera el Grupo Enagás.



## **2. Bases de presentación de las cuentas anuales y principios de consolidación**

### **2.1. Principios contables**

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2012 han sido formuladas por los Administradores, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 18 de febrero de 2013, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF"), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2012, y de los resultados de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo y de los cambios en el estado de ingresos y gastos reconocidos, que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2012 del Grupo Enagás han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad dominante y por las restantes entidades integradas en el Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de 2011 que se incluyen a efectos comparativos también han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las NIIF adoptadas por la Unión Europea de forma consistente con las aplicadas en los ejercicios 2010 y 2009, siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás S.A., celebrada el 30 de marzo de 2012, y siendo depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

En relación con las sociedades integrantes del Grupo, las mismas cierran sus correspondientes ejercicios el 31 de diciembre de 2012.

En la Nota 3 se resumen los principios contables y criterios de valoración más significativos aplicados en la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo del ejercicio 2012.

### **2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas**

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores del Grupo.

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2012 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por su Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La vida útil de los activos intangibles y materiales (Nota 3-b y 3-c).
- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (Nota 3-d).
- Provisiones de facturas pendientes de formalizar.
- Provisiones por depreciación de repuestos de inmovilizado material (Nota 3-d).
- Las cuentas pendientes de liquidación de ejercicios anteriores con la Administración (Nota 3-p).
- Provisiones por desmantelamiento/costes de abandono (Nota 3-c).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2012 sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios; lo que se haría, conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas de Resultados Consolidadas.

### **2.3 Variación del perímetro de consolidación**

Durante el ejercicio 2012 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- En el mes de abril de 2012, se constituyó la sociedad Enagás Finanzaciones, S.A.U y en mayo de 2012 se constituyó la sociedad Enagás Internacional, S.L.U., participadas ambas en su totalidad por Enagás, S.A.
- En el mes de julio de 2012, como resultado del proceso de segregación societaria del Grupo (véase Nota 2.4), se constituyen las sociedades Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U. participadas al 100% por Enagás, S.A.

Las referidas sociedades quedan integradas mediante el método de integración global en los estados financieros consolidados.

- En el mes de marzo, Enagás S.A. adquirió el 41,94% de la sociedad Compañía Transportista de Gas de Canarias, S.A. (en adelante, Gascan). Como consecuencia de ello, esta sociedad ha pasado a consolidarse por el método de la participación.
- Asimismo, como resultado del proceso de segregación anteriormente indicado (véase Nota 2.4), las participaciones de las sociedades Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (en adelante BBG), Gascan, Gasoducto de Escombreras, S.L.U., Gasoducto Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Andalus, S.A. son transmitidas de Enagás S.A. a la sociedad del grupo Enagás Transporte S.A. U.
- En el mes de junio de 2012, Enagás S.A. adquiere el 50% de la sociedad Gasoductos de Morelos, SAPI de CV, radicada en México y propiedad hasta el momento del grupo Elecnor. Como consecuencia de ello, esta sociedad ha pasado a consolidarse por el método de la participación.
- En el mes de agosto se constituyeron en Chile las sociedades Enagás Chile I, Spa, Enagás Chile II Limitada, y Terminal de Valparaíso S.A.. el capital social de las referidas sociedades es propiedad al 100% de la sociedad Enagás Internacional S.A.. Asimismo, en el mes septiembre de 2012, Terminal de Valparaíso S.A. adquiere el 20% de la participación en la sociedad chilena GNL Quintero S.A., siendo consecuencia de ello su consolidación mediante el método de participación. El conjunto de las sociedades participadas al 100% se consolidan por el método de integración global dentro del Grupo Enagás.
- En el mes de diciembre, la sociedad Enagás Transporte S.A. absorbe a su sociedad participada Gasoducto de Escombreras, S.L.U., de la que contaba con el 100% de las participaciones.
- En el mes de diciembre de 2012, Enagás Internacional S.L. adquirió el 50% de la sociedad Morelos EPC, SAPI de CV. Dicha sociedad, radicada en México y propiedad hasta el momento del grupo Elecnor, ha pasado a consolidarse por el método de la participación.

### **2.4 Segregación societaria**

El Consejo de Administración de Enagás, S.A., en su reunión de 21 de noviembre de 2011 y previo informe de las Comisiones de Auditoría y Cumplimiento y de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, formuló el "Proyecto de Segregación" primer trámite necesario para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Disposición final sexta de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que ha introducido una nueva Disposición adicional trigésima primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Conforme a dicha Disposición:

1. Enagás, S.A. constituirá dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social y a las que correspondan las funciones de gestor técnico del sistema y transportista respectivamente, que se



## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

---

realizará con la aportación de todos los activos materiales y personales que se encuentren actualmente dedicados al ejercicio de cada una de las citadas actividades. La sociedad Enagás, S.A. podrá transmitir su denominación social a la sociedad filial transportista.

2. A la sociedad filial de Enagás, S.A. constituida con arreglo al apartado anterior que ejerza las funciones del Gestor Técnico del Sistema le serán de aplicación todas las disposiciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos relativas al mismo.

A la sociedad filial que ejerza la actividad de transportista le serán de aplicación todas las disposiciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos relativas a la citada actividad. Los gasoductos de transporte primario que forman parte de la red troncal le serán autorizados de forma directa a dicha sociedad filial de transporte a los efectos de la citada Ley.

La sociedad Enagás, S.A. no podrá transmitir a terceros las acciones de las filiales que realicen actividades reguladas.

Por otra parte, la nueva Disposición transitoria vigésima tercera a la Ley del Sector de Hidrocarburos establece un plazo de un año desde la entrada en vigor de esta reforma para la constitución de las sociedades filiales antes referidas.

En consecuencia, y a los efectos de cumplir con el citado mandato legal, el órgano de administración de Enagás, S.A. formuló el correspondiente "Proyecto de Segregación" de conformidad con lo dispuesto en los artículos 71 y 30.1 de la Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre Modificaciones Estructurales de las sociedades mercantiles.

Con efecto del día 2 de julio de 2012, el Registro Mercantil practicó la inscripción de la segregación de las actividades reguladas de transporte de gas y gestión técnica del sistema gasista de Enagás, S.A. a favor, respectivamente, de las sociedades de nueva creación Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U., todo ello conforme al Proyecto de segregación hecho público por la sociedad Enagás, S.A. y aprobado por la Junta General de Accionistas el 30 de marzo de 2012.

De conformidad con las disposiciones aplicables, dicha inscripción supone la plena eficacia jurídica de la segregación y constitución de las dos filiales que la sociedad Enagás, S.A. debía crear.

Como consecuencia de lo anterior, la operación de segregación ha implicado la segregación de dos partes del patrimonio de la sociedad Enagás, S.A., cada una de las cuales conformadora de una unidad económica autónoma e independiente, consistentes en la actividad de transportista (la "Unidad Económica Transportista"), por un lado y la gestión técnica del sistema gasista (la "Unidad Económica GTS"), por otro lado, y la transmisión en bloque y por sucesión universal de las mismas en favor de las dos sociedades de nueva creación mencionadas anteriormente.

A pesar de que la fecha efectiva de la segregación ha sido el 1 de julio de 2012, la fecha de efectos contables es el 1 de enero de 2012, por lo que todos los activos y pasivos así como los ingresos y gastos asociados a los mismos se han segregado a las sociedades de nueva creación desde el 1 de enero.

Por el contrario, el efecto fiscal de la segregación no tiene efectos retroactivos, y se considera desde el 1 de julio de 2012, lo que ha implicado que la sociedad Enagás, S.A. liquidara los impuestos de los seis primeros meses de 2012 y que a partir de la fecha efectiva de segregación, cada sociedad liquidara sus propios impuestos.

### 2.5 Principios de consolidación

Las Sociedades participadas, directa e indirectamente, por Enagás, S.A. que forman parte del perímetro de consolidación están dedicadas principalmente al transporte, almacenamiento y regasificación de gas natural.

Son Sociedades Dependientes aquellas en las que la Sociedad Dominante controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene el poder de dirigir las políticas financieras y operativas



## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012 Grupo Enagás.-

---

de las mismas con el objeto de obtener beneficios económicos de las actividades, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder del Grupo o de terceros ejercitables o convertibles al cierre del ejercicio. En el Anexo I se detallan las Sociedades Dependientes que forman parte del perímetro de consolidación.

Se consideran Sociedades Multigrupo aquellas que constituyen un negocio conjunto. Se entiende por negocio conjunto, aquello en lo que existe con conjunto con otros partícipes, que se produce cuando existe un acuerdo contractual en virtud del cual las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requiere el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control (véase Nota 32).

La consolidación se ha llevado a cabo según el siguiente proceso:

- a. El método de integración global para las sociedades participadas al 100%: Enagás Transporte, S.A. Unipersonal, Enagás GTS, S.A. Unipersonal, Enagás Internacional, S.A. Unipersonal, Enagás Financiaciones, S.A. Unipersonal, Enagás Altamira, S.L.U. y los estados financieros consolidados del subgrupo Chile cabecera matriz es la sociedad Enagás Chile I, Spa.
- b. El método de integración proporcional para las sociedades multigrupo gestionadas con GALP Gas Natural, S.A., para las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A., con Infraestructure Arzak y Ente Vasco de la Energía (EVE) para la sociedad BBG y con la sociedad VOPAK para la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL. de CV.
- c. El método de integración por método de la participación para las sociedades Gascan, Morelos EPC, SAPI de CV y Gasoductos de Morelos, SAPI de CV. Asimismo, dentro del subconsolidado del que es cabecera la sociedad Enagás Chile I, Spa, la participación en GNL Quintero, S.A. es integrada mediante este método de consolidación.
- d. Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación. En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por el método de integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional, se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del grupo y empresas que se consolidan por el método de participación se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.
- e. Homogeneización de criterios: En las sociedades participadas en las que se sigue un criterio de contabilización y valoración distinto al del Grupo, se ha procedido en el proceso de consolidación a su ajuste, siempre que su efecto fuera significativo, con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.
- f. Conversión de estados financieros en moneda extranjera: Las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación, registran sus cuentas en euros, a excepción de las sociedades Enagás Internacional, Altamira LNG, CV, Gasoductos de Morelos, SAPI de CV, Morelos EPC, SAPI de CV y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar, habiendo realizado la conversión a euros de dichos Estados Financieros en el proceso de consolidación del Grupo Enagás, utilizando los siguientes procedimientos:
  - Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
  - Los ingresos y gastos de cada uno de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio medio del ejercicio en el que se realizan las transacciones.
  - Las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de los activos, se reconocerán como componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado "Ajustes por cambio de valor", denominándose "Diferencias de Conversión".

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, o en caso de enajenaciones producidas por pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

patrimonio neto relacionadas con dicha sociedad se reconocerán en la cuenta resultados en el mismo momento en que se reconoce el efecto derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio respecto al euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo han sido en el ejercicio 2012:

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2012	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2012
Dólar	1,2859	1,3197

g. Eliminación de dividendos: Se consideran dividendos internos los registrados como ingresos del ejercicio de una sociedad del Grupo que hayan sido distribuidos por otra perteneciente al mismo.

Los dividendos recibidos por sociedades del Grupo correspondientes a beneficios distribuidos de ejercicios anteriores se eliminan considerándolos reservas de la sociedad perceptora y se incluyen dentro del epígrafe de Reservas.

En la Nota 32 se resumen las circunstancias más significativas de los negocios conjuntos del Grupo en vigor al cierre del ejercicio 2012.

## 2.6 Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2011 se presenta única y exclusivamente, a efectos comparativos con la información del ejercicio 2012.

## 2.7 Normas e interpretaciones contables

### a. Normas, modificaciones e interpretaciones efectivas para el presente ejercicio.

Las políticas contables adoptadas para la preparación de los estados financieros correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012 son las mismas que las seguidas para la elaboración de los estados financieros consolidados anuales del ejercicio 2011, excepto por la adopción, desde fecha 1 de enero de 2012, de las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones publicadas por el IASB y el IFRIC (*International Financial Reporting Interpretations Committee*) y adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:

#### **Modificación de NIIF7-Instrumentos financieros: Desgloses- Transferencias de activos financieros (publicada en octubre de 2010, y entrada en vigor para ejercicios iniciados a partir del 1 de julio de 2011)**

Refuerza los requisitos de desglose aplicables a las transferencias de activos, tanto aquellas en las que los activos no se dan de baja del balance como, y principalmente, aquellas que califican para su baja en balance pero la entidad tiene todavía alguna implicación continuada.

Esta interpretación no ha supuesto ningún cambio en las políticas contables del Grupo

### b. Normas, modificaciones e interpretaciones emitidas no vigentes para el presente ejercicio.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las siguientes son las normas e interpretaciones más significativas que habían sido publicadas por el IASB pero no habían entrado aún en vigor, bien porque su fecha de efectividad es posterior a la fecha de las cuentas anuales consolidadas, o bien porque no han sido aún adoptadas por la Unión Europea:

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
Modificación de NIC 1 –Presentación del Otro Resultado Integral (publicada en junio de 2011)	Modificación menor en relación con la presentación del Otro Resultado Integral	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de julio de 2012
Modificación de NIIF 1 - Primera Adopción Hiperinflación grave y supresión de fechas fijas	El objeto de las modificaciones de la NIIF 1 es introducir en el alcance de dicha Norma una nueva exención, concretamente, que las entidades que hayan estado sujetas a hiperinflación grave estén autorizadas a utilizar el valor razonable como el coste atribuido de sus activos y pasivos en su estado de situación financiera de apertura con arreglo a las NIIF.	Inicio del primer ejercicio que comience a partir de la fecha de entrada en vigor del reglamento (tercer día siguiente al de su publicación en el Boletín, interpretamos por tanto 1 de enero de 2013).
Modificación de NIC 19 Retribuciones a los empleados (publicada en junio de 2011)	Las modificaciones afectan fundamentalmente a los planes de beneficios definidos puesto que uno de los cambios fundamentales es la eliminación de la "banda de fluctuación".	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Modificación NIC 12: Impuesto diferido relacionados con propiedades inmobiliarias	Modificación que introduce excepción a los principios generales de NIC 12 que afecta a los impuestos diferidos relacionados con propiedades inmobiliarias valoradas de acuerdo al modelo de valor razonable de NIC 40 Propiedades de inversión.	Inicio del primer ejercicio que comience a partir de la fecha de entrada en vigor del reglamento (tercer día siguiente al de su publicación en el Boletín, interpretamos por tanto 1 de enero de 2013).

No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y valoración (publicada en noviembre de 2009 y en octubre de 2010) y modificación posterior de NIIF 9 y NIIF 7 sobre fecha efectiva y desgloses de transición (publicada en diciembre de 2011)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración de activos y pasivos financieros y bajas en cuentas de NIC 39.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2015
NIIF 10 Estados financieros consolidados (publicada en mayo de 2011)	Sustituye los requisitos de consolidación actuales de NIC 27.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
NIIF 11 Acuerdos conjuntos (publicada en mayo de 2011)	Sustituye a la actual NIC 31 sobre negocios conjuntos.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
NIIF 12 Desgloses sobre participaciones en otras entidades (publicada en mayo de 2011)	Norma única que establece los desgloses relacionados con participaciones en dependientes, asociadas, negocios conjuntos y entidades no consolidadas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
NIIF 13 Medición del Valor Razonable (publicada en mayo de 2011)	Establece el marco para la valoración a Valor Razonable.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
NIC 27 (Revisada) Estados financieros individuales (publicada en mayo de 2011)	Se revisa la norma, puesto que tras la emisión de NIIF 10 ahora únicamente comprenderá los estados financieros separados de una entidad.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
NIC 28 (Revisada) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (publicada en mayo de 2011)	Revisión paralela en relación con la emisión de NIIF 11 Acuerdos conjuntos.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
Modificación de NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación - Compensación de activos con pasivos financieros (publicada en diciembre de 2011)	Aclaraciones adicionales a las reglas de compensación de activos y pasivos financieros de NIC 32 e introducción de nuevos desgloses asociados en NIIF 7.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
Modificación de NIIF 7. Instrumentos financieros: Información a revelar- Compensación de activos con pasivos financieros (publicada en diciembre de 2011)		Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Mejoras a las NIIF Ciclo 2009-2011 (publicada en mayo de 2012)	Modificaciones menores de una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013.
Reglas de transición: Modificación a NIIF 10, 11 y 12 (publicada en junio de 2012)	Clarificación de las reglas de transición de estas normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Sociedades de inversión: Modificación a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27 (publicada en octubre de 2012)	Excepción en la consolidación para sociedades dominantes que cumplen la definición de sociedad de inversión	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
Interpretación IFRIC 20: Costes de extracción en la fase de producción de una mina a cielo abierto (publicada en octubre de 2011)	El Comité de Interpretaciones de las NIIF aborda el tratamiento contable de los costes de eliminación de materiales residuales en las minas a cielo abierto.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013

Los Administradores han evaluado los potenciales impactos de la aplicación futura de estas normas y consideran que su entrada en vigor no tendrá un efecto significativo en las cuentas anuales consolidadas, a excepción de los siguientes casos:

▪ **NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y valoración**

NIIF 9 sustituirá en el futuro la parte de clasificación y valoración actual de NIC39. Existen diferencias muy relevantes con la norma actual, en relación con los activos financieros, entre otras, la aprobación de un nuevo modelo de clasificación basado en dos únicas categorías de coste amortizado y valor razonable, la desaparición de las actuales clasificaciones de "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" y "Activos financieros disponibles para la venta", el análisis de deterioro sólo para los activos que van a coste amortizado y la no bifurcación de derivados implícitos en contratos de activos financieros.

En relación con los pasivos financieros las categorías de clasificación propuestas por NIIF9 son similares a las ya existentes actualmente en NIC39, de modo que no deberían existir diferencias muy relevantes salvo por el requisito de registro de las variaciones del valor razonable relacionado con el riesgo propio de crédito como un componente del patrimonio, en el caso de los pasivos financieros de la opción de valor razonable.

A fecha actual, el Grupo Enagás se encuentra analizando todos los futuros impactos de adopción de esta norma y no es posible facilitar una estimación razonable de sus efectos hasta que dicho análisis esté completo

▪ **NIIF 10 Estados financieros consolidados, NIIF 11 Acuerdos conjuntos, NIIF 12 Desgloses sobre participaciones en otras entidades, NIC 27 (Revisada) Estados financieros individuales y NIC 28 (Revisada) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.**

NIIF 10 modifica la definición de control existente actualmente. La nueva definición de control consta de tres elementos que deben cumplirse:

- i. el poder sobre la participada,
- ii. la exposición o el derecho a los resultados variables de la inversión, y
- iii. la capacidad de utilizar dicho poder de modo que se pueda influir en el importe esos retornos.

El Grupo se encuentra analizando como impactará esta nueva definición de control en el conjunto de sociedades consolidadas, si bien los efectos cuantitativos de este impacto a la fecha no serían materiales en las cifras consolidadas adjuntas.

La NIIF 11 Acuerdos conjuntos sustituirá a la actualmente vigente NIC 31. El cambio fundamental que plantea NIIF 11 respecto de la norma actual es la eliminación de la opción de consolidación proporcional para las entidades que se controlan conjuntamente, que pasarán a incorporarse por puesta en equivalencia.

El efecto de la aplicación de esta norma no tendrá efectos significativos, dado que las únicas filiales afectadas a la fecha son BBG y Altamira LNG, CV (véase nota 2.5).

Las modificaciones a NIC 27 y NIC 28 son paralelas a la emisión de las nuevas NIIF anteriormente mencionadas.

Por último, NIIF 12 es una norma de desglose que agrupa todos los requisitos de revelación en cuentas relativos a participaciones en otras entidades (sean dependientes, asociadas, negocios conjuntos u otras participaciones) incluyendo nuevos requerimientos de desgloses.

De esta forma, su entrada en vigor supondrá, previsiblemente, una ampliación de los desgloses que el Grupo viene realizando y que son los actualmente requeridos para las participaciones en otras entidades y otros vehículos de inversión.

▪ **NIIF 13 Medición del valor razonable.**

El Grupo se encuentra actualmente evaluando el impacto que a partir el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013 podría suponer la aplicación de la NIIF 13 en la valoración del riesgo de crédito de los instrumentos financieros que posee.

**3. Normas de valoración**

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2012 adjuntas han sido las siguientes:

a. **Fondo de comercio y combinaciones de negocio**

La adquisición por parte de la sociedad dominante del control de una sociedad dependiente constituye una combinación de negocios a la que se aplicará el método de adquisición. En consolidaciones posteriores, la eliminación de la inversión-patrimonio neto de las sociedades dependientes se realizará con carácter general con base en los valores resultantes de aplicar el método de adquisición que se describe a continuación en la fecha de control.

Las combinaciones de negocios se contabilizan aplicando el método de adquisición para lo cual se determina la fecha de adquisición y se calcula el coste de la combinación, registrándose los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos a su valor razonable referido a dicha fecha.

El fondo de comercio o la diferencia negativa de la combinación, se determina por diferencia entre los valores razonables de los activos adquiridos y pasivos asumidos registrados y el coste de la combinación, todo ello referido a la fecha de adquisición.

El coste de la combinación se determina por la agregación de:

- Los valores razonables en la fecha de adquisición de los activos cedidos, los pasivos incurridos o asumidos y los instrumentos de patrimonio emitidos.
- El valor razonable de cualquier contraprestación contingente que depende de eventos futuros o del cumplimiento de condiciones predeterminadas.

No forman parte del coste de la combinación los gastos relacionados con la emisión de los instrumentos de patrimonio o de los pasivos financieros entregados a cambio de los elementos adquiridos.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del balance de situación.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor. Las correcciones valorativas por deterioro reconocidas en el Fondo de Comercio no son objeto de reversión en ejercicios posteriores.

En el supuesto excepcional de que surja una diferencia negativa en la combinación, ésta se imputa en la cuenta de pérdidas y ganancias como un ingreso.

Si en la fecha de cierre del ejercicio en que se produce la combinación no pueden concluirse los procesos de valoración necesarios para aplicar el método de adquisición descrito anteriormente, esta contabilización se considera provisional, pudiéndose ajustar dicho valores provisionales en el periodo necesario para obtener la información requerida que en ningún caso será superior a un año. Los efectos de los ajustes realizados en este periodo se contabilizan retroactivamente modificando la información comparativa si fuera necesario.

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

Los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente se ajustan contra resultados, salvo que dicha contraprestación haya sido clasificada como patrimonio en cuyo caso los cambios posteriores en su valor razonable no se reconocen.

#### b. Activos intangibles

Los activos intangibles se valoran inicialmente por su precio de adquisición o coste de producción. Posteriormente se valora a su coste minorado por la correspondiente amortización acumulada y, en su caso, por las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores son similares a los aplicados para los activos materiales (véase Nota 3.d).

Los costes de desarrollo se activan amortizándose linealmente a lo largo de su vida útil, siempre que estén específicamente individualizados por proyectos, su importe pueda ser claramente establecido y existan motivos fundados para confiar en el éxito técnico y en la rentabilidad económico-comercial del proyecto.

El Grupo registra como gasto en la Cuenta de Resultados Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación que se han imputado como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 1.641 miles de euros en 2012 y 1.797 miles de euros en 2011.

Las concesiones sólo pueden ser incluidas en el activo cuando hayan sido adquiridas por la empresa a título oneroso en aquellas concesiones susceptibles de traspaso, o por el importe de los gastos realizados para su obtención directa del Estado o de la Entidad Pública correspondiente. Si se dan las circunstancias de incumplimiento de condiciones, que hacen perder los derechos derivados de una concesión, el valor contabilizado para la misma se saneará en su totalidad, al objeto de anular su valor neto contable. Dichas concesiones se amortizan en función de la vida útil de las mismas.

Los costes de adquisición y desarrollo incurridos en relación con los sistemas informáticos básicos en la gestión se registran con cargo al epígrafe "Activos intangibles" del Balance de Situación Consolidado. Los costes de mantenimiento de los sistemas informáticos se registran con cargo a la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio en que se incurren. Se valoran por el importe satisfecho por la propiedad o por el derecho al uso de programas informáticos, así como por su coste de producción si son desarrolladas por el Grupo. La amortización de los mismos se realiza en un plazo de cuatro años.

Los activos intangibles con vida definida se amortizan en función de la misma, que equivalen a los siguientes porcentajes de amortización:

	Porcentaje anual	Vida útil
Gastos de Desarrollo	5%-50%	20-2
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares:		
- Concesiones portuarias en Planta de Barcelona	1,33%-1,28%	78-75
- Concesiones portuarias en Planta de Huelva	7,60%	13
- Otras concesiones en Planta Bilbao	20,00%	5
- Uso dominio público radioeléctrico	20,00%	5
Aplicaciones Informáticas	25%	4

En el ejercicio 2008, el Ministerio de Medio Ambiente publicó la asignación definitiva y gratuita de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones de la sociedad Enagás, S.A. Dicha asignación se encuentra recogida en el Plan Nacional de Asignación 2008-2012. En el ejercicio 2012 la sociedad Enagás, S.A. entregó los derechos de emisión de efecto invernadero equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio 2011.

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible no amortizable los derechos de emisión de igual forma que para el resto de sus activos, por lo que se valoran inicialmente por su coste de adquisición, dotándose la correspondiente provisión en caso de que el valor de mercado sea inferior al mencionado coste de adquisición.

Para los derechos recibidos gratuitamente de acuerdo al Plan Nacional de Asignación del periodo 2008-2012, se considera como coste de adquisición un valor nulo dado que el Grupo presenta los activos netos de subvenciones (véase Nota 26).

c. **Inmovilizado material**

El inmovilizado material se valora inicialmente por su precio de adquisición o coste de producción, con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996, y posteriormente se minorará por la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro si las hubiera, conforme al criterio mencionado en la nota siguiente.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil, deduciéndose en su caso el valor neto contable de los bienes sustituidos. Por el contrario, los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se cargan a los resultados del ejercicio en que se incurren.

Los costes capitalizados incluyen:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción en obras si éste es superior al año, siendo la tasa media de capitalización bruta utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2012 de 2,47% (2,93% en 2011).
2. Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Para ello el Grupo posee un "Procedimiento funcional para imputación de Gastos de Personal a Proyectos de Inversión" que recoge las hipótesis de cálculo, este procedimiento recoge que para el cálculo de los trabajos realizados para su inmovilizado tiene en cuenta tanto los costes de personal directos, es decir, las horas realizadas e imputadas a cada proyecto según unos precios/hora calculados al inicio del ejercicio, como una serie de costes indirectos. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2012 minorando el importe correspondiente a coste de personal (véase Nota 6).
3. Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de desmantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de Serrablo, Yela y Gaviota, así como las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de desmantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones a largo plazo" (véase Nota 13) del Balance de Situación Consolidado adjunto. Adicionalmente, dicha provisión ha sido objeto de actualización en los periodos siguientes a su constitución.

Tras el RD 1061/2007 de 20 de julio de 2007 por el que se le otorga a Enagás la concesión de explotación para el Almacenamiento Subterráneo de Yela, el Grupo, a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el artículo 25.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por la que se fija la provisión económica de desmantelamiento en 14,7 millones de euros, registra dicha provisión como mayor valor del Inmovilizado. Esta provisión se actualizará cada año por el efecto financiero ocasionado que el Grupo lleva contra una cuenta por cobrar a largo plazo con la CNE ya que una vez autorizado el desmantelamiento, podrá solicitar la realización de pagos a cuenta por concepto de costes de desmantelamiento.

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

Los gastos y actualización de abandono del Almacenamiento Subterráneo de Serrablo corresponde a la dotación de la provisión necesaria para cumplir con las exigencias detalladas en la "Orden de 6 de septiembre de 1995 sobre la concesión administrativa a Enagas, S.A. para el almacenamiento de gas natural en Jaca, Aurín y Suprajaca, del campo de Serrablo", por la que se exige la presentación de un proyecto de abandono del campo de Serrablo y cuya aprobación era requisito imprescindible para llevar a cabo las actividades de almacenamiento.

Asimismo, el Grupo ha procedido a registrar en el ejercicio 2011, de acuerdo con lo establecido en el artículo 25.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la provisión por desmantelamiento asociada al almacenamiento subterráneo de "Gaviota". En relación con este almacenamiento, debemos indicar que Enagás S.A. alcanzó con Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. y Murphy Spain Oil, S.A., anteriores propietarios de la instalación, un acuerdo para su adquisición durante el ejercicio 2010 anterior, si bien no se han obtenido las correspondientes autorizaciones por parte de los Organismos Reguladores para la ejecución efectiva de esta compra hasta el mes de abril de 2011, fecha a partir de la cual, Enagás, S.A. ha procedido al registro contable de la misma.

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil, deduciéndose en su caso el valor neto contable de los bienes sustituidos. Por el contrario, los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se cargan a los resultados del ejercicio en que se incurrían.

Los bienes en construcción destinados a la producción, al alquiler o a fines administrativos, o a otros fines aún por determinar, se registran a su precio de coste, deduciendo las pérdidas por deterioros de valor reconocidas. El coste incluye, con respecto a activos cualificados, los costes por intereses capitalizados y los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso de conformidad con la política contable del Grupo. La amortización de estos activos, al igual que la de otros activos inmobiliarios, comienza cuando los activos están listos para el uso para el que fueron concebidos.

Se registra como Inmovilizado material el gas inmovilizado no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural (gas colchón), amortizándose en el período de vida útil especificado en la regulación vigente o en el período de arrendamiento si éste es menor.

Se registra como Inmovilizado material no amortizable, el gas natural correspondiente tanto al nivel mínimo de llenado de los gasoductos como al nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación, también denominado "gas talón", dado su carácter de gas no disponible y por tanto inmovilizado según indica la regulación actual, siendo valorado al precio de subasta tal y como indican la Orden ITC/3993/2006 y la Resolución de 18 de abril de 2007 (véase Nota 6).

La amortización del inmovilizado material sigue el método lineal, aplicando porcentajes de amortización anual calculados en función de los años de vida útil estimada de los respectivos bienes, según el siguiente detalle:

	Porcentaje anual	Vida útil (años)
Construcciones	3%-2%	33,33-50
Instalaciones técnicas (red de transporte)	5%-2,50%	20-40
Depósitos	5%	20
Instalaciones de Almacenamientos Subterráneos	5-10%	10-20
Gas colchón	5%	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	12%-5%	8,33-20
Útiles y herramientas	30%	3,33
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	8%	12,50
Mobiliario y enseres	10%	10
Equipos para procesos de información	25%	4
Elementos de transporte	16%	6,25



Los Administradores del Grupo consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de caja descontados futuros que generan dichos activos en base a la retribución prevista en la regulación actual para los mismos.

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la Cuenta de Resultados Consolidada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado".

Las subvenciones oficiales relacionadas con el inmovilizado material se consideran menor coste de adquisición del inmovilizado material y se llevan a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos correspondientes como una menor amortización del inmovilizado afecto.

d. **Deterioro de valor de activos materiales e intangibles**

A la fecha de cierre de cada ejercicio para el caso del fondo de comercio o activos de vida útil indefinida, o siempre que existan indicios de pérdidas de valor para el resto de los activos, se analiza el valor recuperable de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

El importe recuperable es el mayor entre el valor de mercado minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por los Administradores del Grupo. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren los próximos cinco años estimándose los flujos para los años futuros aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, a partir del quinto año son crecientes ni superan a las tasas de crecimiento de los años anteriores.

Para calcular el valor actual, estos flujos se descuentan a una tasa, antes de impuestos, que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al epígrafe "Dotaciones a amortizaciones" de la Cuenta de Resultados Consolidada. En este caso, se reduce en primer lugar el valor contable del fondo de comercio correspondiente a la unidad generadora de efectivo donde se haya de reconocer la pérdida por deterioro. Si el deterioro supera el importe de éste, en segundo lugar se reduce, en proporción a su valor contable, el del resto de activos de la unidad generadora de efectivo, hasta el límite mayor entre los siguientes: su valor razonable menos los costes de venta, y su valor en uso.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable (circunstancia no permitida en el caso específico del fondo de comercio), aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento.

La práctica totalidad del inmovilizado material corresponde a los activos de transporte, regasificación y almacenamiento de gas, así como aquellos necesarios para el desarrollo de sus actividades reguladas de compra-venta de gas a clientes regulados y Gestor Técnico del Sistema.

e. **Arrendamientos**

En las operaciones de arrendamiento operativo, la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el bien permanecen en el arrendador.

Cuando las entidades consolidadas actúan como arrendatarias, los gastos del arrendamiento incluyendo incentivos concedidos, en su caso, por el arrendador, se cargan linealmente a la Cuenta de Resultados Consolidada.

El Grupo no dispone de arrendamientos financieros en el ejercicio 2012.

f. **Activos financieros**

Los activos financieros se reconocen en el Balance de Situación Consolidado cuando el Grupo se convierte en una de las partes de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos financieros mantenidos por las sociedades del Grupo se clasifican según las siguientes categorías establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera:

- Préstamos y cuentas a cobrar: Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar.
- Activos financieros mantenidos a vencimiento: Aquellos que el Grupo Enagás tiene intención y capacidad de conservar hasta su finalización, y que también son contabilizados a su coste amortizado.

Las inversiones a vencimiento y los préstamos y cuentas a cobrar originados por las sociedades se valoran inicialmente, al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles. Posteriormente, se valoran a su coste amortizado reconociendo en la Cuenta de Resultados Consolidada los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran o se han cedido los derechos sobre los flujos de efectivo del correspondiente activo financiero, y se han transferido sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad.

**Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este epígrafe del Balance de Situación Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios en su valor.

**Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar**

Las cuentas a cobrar son valoradas en el momento de su reconocimiento en el Balance de Situación Consolidado a su valor de mercado siendo posteriormente valoradas a coste amortizado utilizando la tasa de interés efectivo.

El Grupo registra las correspondientes provisiones por la diferencia existente entre el importe a recuperar de las cuentas a cobrar y el valor en libros por el que se encuentran registradas. El importe a recuperar de la deuda se calcula mediante el descuento de flujos de caja futuros estimados utilizando la tasa de interés efectivo considerada en el momento inicial de la operación.

g. **Existencias**

**Existencias de Gas Natural**

Las únicas existencias de gas natural de las que dispone el Grupo Enagás son las dedicadas a gas colchón y a gas de llenado de los gasoductos y de las plantas de regasificación que explota, y por consiguiente, están recogidas dentro del Inmovilizado Material.

**Resto de existencias**

El resto de las existencias no relacionadas con gas natural, se valoran por el menor importe entre el coste de adquisición o producción y el valor neto realizable. La valoración incluye los costes de materiales directos y, en su caso, los costes de mano de obra directa y los gastos generales de fabricación, incluyéndose también los incurridos al trasladar las existencias a su ubicación y condiciones actuales, en el punto de venta.

Así mismo, el Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio dotando la oportuna provisión cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la rebaja hayan dejado de existir o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

h. **Patrimonio neto y pasivos financieros**

Los instrumentos de capital y otros de patrimonio emitidos por el Grupo se registran por el importe recibido en el patrimonio, neto de costes directos de emisión.

Los pasivos financieros se clasifican conforme al contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta el fondo económico.

Los principales pasivos financieros mantenidos por las Sociedades del Grupo se clasifican como:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en el patrimonio neto, fundamentalmente pasivos negociables: Los pasivos financieros asociados con activos financieros disponibles para la venta originados como consecuencia de transferencias de activos en las que la entidad cedente ni transfiere ni retiene sustancialmente los riesgos y beneficios de los mismos.
- Pasivos financieros a vencimiento: Los pasivos financieros a vencimiento se valoran a su coste amortizado tal y como éste ha sido definido anteriormente.

Los instrumentos de pasivo mantenidos por las sociedades del Grupo son:

- *Préstamos bancarios:* Los préstamos que devengan intereses se registran por el importe recibido, neto de costes directos de emisión. Los gastos financieros, incluidas las primas pagaderas en la liquidación o el reembolso y los costes directos de emisión, se contabilizan según el criterio del devengo en la Cuenta de Resultados Consolidada utilizando el método del interés efectivo y se añaden al importe en libros del instrumento en la medida en que no se liquidan en el período en que se producen.
- *Instrumentos financieros derivados y contabilización de coberturas:* Debido a los préstamos con entidades de crédito el Grupo está expuesto a variaciones en el tipo de interés. Para cubrir estos riesgos, el grupo utiliza contratos de permutas financieras sobre flujos de tesorería. No utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

Para que estos instrumentos financieros puedan calificarse como de cobertura, son designados inicialmente como tales documentándose la relación de cobertura. Asimismo, el Grupo verifica inicialmente y de forma periódica a lo largo de su vida (como mínimo en cada cierre contable) que la relación de cobertura es eficaz, es decir, que es esperable prospectivamente que los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivos de la partida cubierta (atribuibles al riesgo cubierto) se compensen

casi completamente por los del instrumento de cobertura y que, retrospectivamente, los resultados de la cobertura hayan oscilado dentro de un rango de variación del 80 al 125 % respecto del resultado de la partida cubierta.

El uso de derivados financieros se rige por las políticas de gestión de riesgos del Grupo aprobadas por la sociedad matriz Enagás S.A., detallándose los principios sobre el uso de los derivados financieros en la Nota 17.

El Grupo aplica coberturas de flujos de efectivo y de valor razonable. El registro en función del tipo de cobertura es el siguiente:

a) Coberturas de valor razonable: la parte del elemento cubierto para la que se está cubriendo el riesgo, al igual que el instrumento de cobertura, se valoran por su valor razonable, registrándose las variaciones de valor de ambos en la Cuenta de Resultados Consolidada como resultados financieros.

b) Cobertura de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas y netas de su efecto fiscal, en el epígrafe "Patrimonio Neto – Ajustes por cambios de valor – Operaciones de cobertura". La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias en función de la evolución del riesgo cubierto. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en la Cuenta de Resultados Consolidada como resultados financieros.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, o es vendido, finalizado o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulado correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista. Cuando no se espera que se produzca la operación que está siendo objeto de cobertura, los beneficios o pérdidas acumulados netos reconocidos en el patrimonio neto se transfieren a los resultados netos del período.

i. **Clasificación de deudas entre corriente y no corriente**

En el Balance de Situación Consolidado adjunto, las deudas se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como deudas corrientes aquellas con vencimiento igual o inferior a doce meses y como deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho período.

j. **Compromisos por pensiones**

El Grupo Enagás contribuye de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones a un plan de contribución definida "Enagás Fondo de Pensiones", cuya Entidad Gestora es Gestión de Previsión y Pensiones, S.A. y la Depositaria es Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. que cubre los compromisos adquiridos por el Grupo con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 4,77% del salario computable. Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

Las aportaciones efectuadas por el Grupo por este concepto en cada ejercicio se registran en el capítulo "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada. Las cuantías pendientes de aportar al cierre de cada ejercicio se registran, por su valor actual, en el epígrafe "Provisiones a largo plazo – Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal" del Balance de Situación Consolidado adjunto.

El Grupo tiene asumido, con los directivos y personal específico de grado máximo en el Grupo el compromiso de pago vinculado a su permanencia y cumplir una serie de características durante su vida

laboral, siendo normalmente un premio fijado en función de su remuneración en el momento de la jubilación. Dicho compromiso se encuentra externalizado con una entidad aseguradora.

k. **Indemnizaciones por cese**

De acuerdo con la legislación vigente, las entidades consolidadas españolas y algunas entidades extranjeras están obligadas a indemnizar a aquellos empleados que sean despedidos sin causa justificada. No existe plan alguno de reducción de personal que haga necesaria la creación de una provisión por este concepto.

l. **Provisiones**

Los Administradores del Grupo, en la formulación de las cuentas anuales diferencian entre:

- **Provisiones:** saldos acreedores que cubren obligaciones presentes a la fecha del balance surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales para las entidades, concretos en cuanto a su naturaleza pero indeterminados en cuanto a su importe y/o momento de cancelación.
- **Pasivos contingentes:** obligaciones posibles surgidas como consecuencia de sucesos pasados, cuya materialización está condicionada a que ocurra, o no, uno o más eventos futuros independientes de la voluntad de las entidades consolidadas.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo recogen todas las provisiones significativas con respecto a las cuales se estima que la probabilidad de que se tenga que atender la obligación es mayor que posible. Los pasivos contingentes no se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas, si bien se informa sobre los mismos (véase Nota 13).

Las provisiones, que se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son re-estimadas con ocasión de cada cierre contable, se utilizan para afrontar las obligaciones específicas para los cuales fueron originalmente reconocidas, procediéndose a su reversión, total o parcial, cuando dichas obligaciones dejan de existir o disminuyen.

La compensación a recibir de un tercero en el momento de liquidar la obligación, siempre que no existan dudas de que dicho reembolso será percibido, se registra como activo, excepto en el caso de que exista un vínculo legal por el que se haya exteriorizado parte del riesgo, y en virtud del cual el Grupo no esté obligado a responder; en esta situación, la compensación se tendrá en cuenta para estimar el importe por el que, en su caso, figurará la correspondiente provisión.

Al cierre de los ejercicios 2012 y 2011 se encuentran en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones interpuestos contra los grupos empresariales con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales del Grupo como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales de los ejercicios en los que finalicen.

m. **Ingresos diferidos**

Básicamente, corresponden a los importes recibidos por anticipado de los derechos de transporte de gas natural cedidos a Gasoducto Al-Andalus, S.A. y a Gasoducto de Extremadura, S.A., que se aplican a resultados linealmente hasta el año 2020 fecha en la que vence el contrato de transporte.

Adicionalmente, se incluye dentro de este epígrafe la periodificación de los importes recibidos por la ejecución de conexiones de la infraestructura de la red básica de Enagás Transporte S.A.U. con redes de empresas distribuidoras, transportistas secundarios, comercializadoras de gas y clientes cualificados. La aplicación a resultados se realiza en función de la vida útil de las instalaciones asignadas.

n. **Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

Los ingresos ordinarios asociados a la prestación de servicios se reconocen igualmente considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad.

Como consecuencia de la normativa que afecta a la sociedad matriz publicada en el BOE el 15 de febrero de 2002 (aplicable a partir del 19 de febrero de 2002), a continuación se detallan los criterios aplicados para el reconocimiento de los ingresos sujetos a la nueva regulación:

El 15 de febrero de 2002 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Ordenes Ministeriales por las que se establece el nuevo sistema retributivo para las actividades reguladas del sector del gas natural en España, que entraron en vigor el 19 de febrero de 2002. Estas Ordenes establecían la retribución de las actividades reguladas del sector gasista así como las tarifas de gas natural y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas estableciendo la retribución total a percibir para el resto del año 2002 por las actividades de gestión de compra y venta de gas para el mercado a tarifa, regasificación, almacenamiento y transporte de gas, gestión técnica del sistema y distribución de gas y para todas las empresas que ejercen éstas actividades, así como fórmulas y criterios de actualización y determinación de la retribución de dichas actividades para los próximos años. Posteriormente, y con carácter anual, se han ido publicando nuevas que han ido sustituyendo a las de los años anteriores.

Con fecha 17 de noviembre de 2011, fue aprobada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la Orden Ministerial ITC/3128/2011 por la que se actualizan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Con la aparición de esta nueva normativa se reconoce al Grupo el derecho a obtener una retribución por la realización de las siguientes actividades:

- Transporte.
- Regasificación incluyendo la carga de cisternas de GNL y el trasvase de GNL a buques.
- Almacenamiento.
- Gestión Técnica del Sistema.
- Constitución de los talones de los tanques de GNL y del gas mínimo de llenado de los gasoductos (véase Nota 3-c).
- Autoconsumos de gas natural.
- Ventas de condensados del almacenamiento de Gaviota recientemente adquirido.
- Intereses aplicables a los ingresos percibidos del sistema de liquidaciones
- Incentivo de mermas de regasificación.
- Incentivo global a la disponibilidad.

Con fecha 31 de diciembre de 2011 fue aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la Orden Ministerial IET3587/2011 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Los aspectos más relevantes desde el punto de vista de los ingresos en cuanto al detalle normativo que regula la actividad del Grupo se desarrolla en la Nota 4 adjunta.

Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo efectivo aplicable, que es el tipo que descuenta exactamente los futuros recibos en efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo financiero del importe en libros neto de dicho activo.

Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

o. **Reconocimiento de gastos**

Los gastos se reconocen en la Cuenta de Resultados Consolidada cuando tiene lugar una disminución en los beneficios económicos futuros relacionados con una reducción de un activo, o un incremento de un pasivo, que se puede medir de forma fiable. Esto implica que el registro de un gasto tiene lugar de forma simultánea al registro del incremento del pasivo o la reducción del activo.

Se reconoce un gasto de forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activo.

p. **Impuesto sobre sociedades**

El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio se calcula mediante la suma del impuesto corriente que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio y después de aplicar las deducciones que fiscalmente son admisibles, las retenciones y pagos a cuenta así como las pérdidas fiscales compensadas de ejercicios anteriores que sean aplicados efectivamente en éste, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.

El gasto o el ingreso por impuesto diferido se corresponde con el reconocimiento y la cancelación de los activos y pasivos por impuesto diferido. Estos incluyen las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se prevén pagaderos o recuperables derivados de las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos y su valor fiscal, así como las bases imponibles negativas pendientes de compensación y los créditos por deducciones fiscales no aplicadas fiscalmente. Dichos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria o crédito que corresponda el tipo de gravamen al que se espera recuperarlos o liquidarlos.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocios se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del Balance de Situación Consolidado, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias. Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de los fondos de comercio.

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por impuesto sobre sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos fiscales específicos.

En cada cierre contablemente se reconsideran los activos por impuesto diferidos registrados, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos en la medida en que existan dudas sobre su recuperación futura. Asimismo, en cada cierre se evalúan los activos por impuestos diferidos no registrados en el balance, y estos son objeto de reconocimiento en la medida en que pase a ser probable su recuperación con beneficios fiscales futuros.

q. **Beneficios por acción**

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho

período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en cartera de las sociedades del Grupo; dicho beneficio básico por acción coincide con el beneficio básico diluido (véase Nota 12).

r. **Estados de flujos de efectivo consolidados**

En la presentación de los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, se han utilizado las siguientes definiciones:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de dinero en efectivo y de sus equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a corto plazo de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- Actividades de explotación: actividades típicas del Grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o de financiación.
- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

**4. Regulación de retribución**

a) Ingresos por la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte.

El actual marco regulatorio quedó establecido con la Ley de Hidrocarburos 34/1998, de 7 de octubre y en los posteriores desarrollos publicados desde entonces.

Desde el punto de vista retributivo cabe destacar el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto que estableció, entre otros, que la retribución de las actividades reguladas debía seguir los siguientes criterios generales:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el periodo de vida útil de las mismas.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

No obstante lo anterior, no fue hasta el año 2002, con la publicación de la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, cuando se estableció la regulación de detalle para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento.

En líneas generales, el régimen retributivo establecido, presentaba las siguientes características:

- Era de aplicación a las tres actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.
- La retribución se calculaba de forma individual para cada instalación, fijándose el inicio del devengo desde el momento de la obtención del acta de puesta en servicio definitiva.
- La inversión a reconocer era la que resultaba de multiplicar unos costes unitarios estándar de inversión por los datos técnicos de cada instalación.

- La retribución constaba de dos componentes: retribución de los costes de inversión y de los costes de operación y mantenimiento.
- La retribución a los costes de inversión constaba a su vez de dos términos: amortización como cociente entre la inversión reconocida y la vida útil y retribución financiera como producto de la inversión por una tasa de retribución financiera (obligaciones del Estado a 10 años más 150 puntos básicos).
- Los costes de operación y mantenimiento constaban de un término fijo, que es el que resulta de multiplicar los costes unitarios de operación y mantenimiento por los datos técnicos de la instalación y, para la regasificación, de un término variable en función de las cantidades regasificadas anualmente.
- La retribución de cada año se obtenía a partir de la del año anterior multiplicándola por un factor de actualización  $(1 + f_j * IPH)$ , siendo el IPH la media aritmética del IPC (índice de precios al consumidor) y del IPRI (índice de precios industriales) y el  $f_j$  un factor de eficiencia que debía ser como máximo 0,85.
- Una vez que la instalación alcanzaba su vida útil regulatoria dejaba de percibir la totalidad de la amortización y el 50% de la retribución financiera.

Posteriormente, para cada año se han ido publicando nuevas Órdenes Ministeriales que actualizaban los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento retribución y establecían la retribución para ese año.

Las novedades más significativas que se produjeron en este periodo son las siguientes:

La Orden Ministerial ECO/30/2003 de 16 de enero se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2003.

En 2004 se publica la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero que establece que en el caso de modificaciones o ampliaciones de instalaciones existentes, el valor de la inversión a reconocer el valor contable, con el límite de la inversión que resulta de aplicar los costes unitarios estándar, además de actualizar determinados aspectos del régimen económico.

En 2005 se publica la Orden ECO/102/2005, de 28 de enero que se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2005.

Para 2006 se publica la Orden ECO/4099/2005, de 27 de diciembre se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2006.

Para el año 2007 se produce un cambio sustancial en el régimen retributivo de la regasificación y el almacenamiento subterráneo, con la publicación de las Órdenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, pudiéndose destacar los siguientes aspectos:

- El régimen retributivo deja de ser único para todas las actividades.
- El valor de la inversión a reconocer en la regasificación es la semisuma del valor contable y del valor estándar que resulta de aplicar los valores unitarios de inversión, con el límite de este último.
- El cambio afecta a todas las instalaciones de regasificación y almacenamiento.
- Para la regasificación y el almacenamiento deja de actualizarse anualmente la amortización y la retribución financiera.

- Además la retribución financiera se calcula a partir del valor del activo neto de la inversión, en vez del valor del activo bruto como se hacía hasta entonces.
- La tasa de retribución se calcula a partir de las Obligaciones del Estado a 10 años más 350 puntos básicos.
- Cuando la instalación termina su vida útil regulatoria, se le reconocen unos costes por extensión de vida útil (COEV), igual a la mitad de la amortización y la retribución financiera del último año.

Adicionalmente, se publica la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre que se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico del transporte para el año 2007.

Para el año 2008 se publica la Orden ITC/3863/2007, de 27 de diciembre que se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2008.

En el año 2008 se publicó el Real Decreto 326/2008 de 29 de febrero de 2008 que establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, siendo la primera vez que el mecanismo de cálculo de retribución se establece a nivel de Real Decreto.

La adaptación y homogeneización del marco retributivo tiene por objeto aportar las condiciones de estabilidad y ausencia de incertidumbre necesarias para acometer las fuertes inversiones que se prevén para el nuevo periodo objeto de planificación, que abarca de 2008 a 2016.

Este Real Decreto adapta la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, para la regasificación y el almacenamiento subterráneo reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes, para estas actividades reguladas, en los estados europeos de nuestro entorno.

La fórmula de cálculo de la retribución es similar a las ya existentes para las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo. Se basa, al igual que en estos casos, en activos netos, si bien en el transporte las inversiones se actualizan anualmente con una tasa del 2,5%.

Para el año 2009, la Orden Ministerial ITC/3802/2008 de 26 de diciembre de 2008 se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista.

Para el año 2010, la Orden Ministerial ITC/3520/2009 de 28 de diciembre de 2009 se encargó de actualizar determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector gasista.

Para el año 2011, la Orden ITC/3354/2010 de 28 de diciembre, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011, y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Adicionalmente, en este mismo año, la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, reguló determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas en el sistema del gas natural.

Destacan las siguientes disposiciones:

- Se desarrolla la aplicación de los valores unitarios de posiciones, de centros de mantenimiento de instalaciones de transporte, y el procedimiento a aplicar en la valoración de las ampliaciones de infraestructuras de transporte afectas a actividades reguladas, aclarando aspectos de aplicación práctica.

- Se establece un incentivo para reducir las mermas en la red de transporte mediante la aplicación de una fórmula semejante a la que se aplica en la actualidad en las plantas de regasificación
- Se publican los nuevos valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de regasificación, de acuerdo con la propuesta de la CNE, de aplicación a partir de 2012.
- Se modifica el modelo de retribución de los costes de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos de gas natural. En líneas generales, se sustituyen los términos fijo y variable del modelo anterior por otro basado en costes directos e indirectos que trata de responder mejor a la forma en que dichos costes se generan y evolucionan. Se establece con carácter definitivo la retribución correspondiente a los almacenamientos Serrablo y Gaviota por este concepto para los ejercicios 2007 y 2008 así como la provisional para 2009, 2010 y 2011.
- Se clarifican algunos aspectos de los valores unitarios de inversión y mantenimiento de las instalaciones de transporte, que separan el coste de la obra lineal de las posiciones, y su aplicación para la ampliación de instalaciones. Asimismo, se especifica la aplicación de los valores unitarios de los centros de mantenimientos, determinando parámetros imprescindibles para el cálculo de su retribución como es su vida útil.
- Se establece un sistema de balance diario para el día siguiente al «día de gas» en base a los datos proporcionados por los distribuidores. Asimismo, se dispone de un procedimiento que incentiva el cumplimiento de los plazos de transmisión de la información.
- Se mantiene la elevación de la obligación de mantenimiento de existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días, y se adapta el mecanismo de asignación de capacidad a este nuevo nivel.
- Se reconoce la retribución pendiente de determinadas instalaciones asociadas al almacenamiento subterráneo de Serrablo.
- Se incluye un mandato sobre "Mínimos técnicos de operación de las Plantas de regasificación" por el que en un plazo de 3 meses la CNE presentará una propuesta a la DGPEM de mínimos técnicos de operación de cada planta de regasificación y los mínimos zonales no transportables desde la red de transporte. A este objeto deberá convocar los grupos de trabajo que considere en los que intervendrán comercializadores, titulares de plantas de regasificación, transportistas y el Gestor Técnico del Sistema. La propuesta deberá incluir un análisis de las inversiones necesarias para reducir tanto los mínimos técnicos de cada planta como los mínimos zonales.

La Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2012, y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

El Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, introdujo una serie de medidas con impacto en los costes reconocidos en el sector gasista.

Entre otras disposiciones cabe destacar las siguientes:

Para los Almacenamientos subterráneos:

- Establece que la retribución por costes de inversión se devengará a partir del día siguiente al de puesta en servicio comercial de la instalación y que con carácter general la retribución correspondiente al año "n" será abonada en el año "n+1, no abonándose en un mismo año natural retribuciones devengadas en más de un año natural.

- No obstante, lo anterior se podrá extender un acta de puesto en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento para iniciar la inyección del gas colchón, pudiéndose abonar a partir de esta fecha una retribución definitiva, que tendrá la consideración de transitoria, hasta la emisión del acta de puesta en servicio definitiva
- El acta de puesta en servicio definitiva se otorgará en el plazo máximo de un mes desde que el titular acredite que la instalación ha funcionado al menos 48 horas seguidas en el entorno de los parámetros nominales, tanto en modo inyección como en modo extracción.

Para las plantas de regasificación:

- Queda suspendida la tramitación de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, incluyendo la autorización administrativa, la autorización del proyecto de ejecución o el acta de puesta en servicio de este tipo de instalaciones.
- No obstante lo anterior, aquellas plantas de regasificación en territorio peninsular que tuviesen aprobado el proyecto de ejecución, podrán continuar la construcción de la infraestructura y solicitar luego el otorgamiento del acta de puesta en servicio, a los solos efectos del reconocimiento de una retribución transitoria.
- Esta retribución transitoria será igual a la retribución financiera del inmovilizado y se calculará cada año «n» aplicando la tasa de retribución en vigor para dicho tipo de instalación (TRi) al valor neto de la inversión.

Para los gasoductos y estaciones de regulación y medida:

- Hasta la aprobación de una nueva planificación de la red de transporte de gas natural, se suspende la tramitación de gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida, pendientes de obtener o solicitar la autorización administrativa, incluidas en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 y modificado por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, salvo para aquellos casos que se consideren compromisos internacionales o sean económicamente rentables para el sistema por el incremento de la demanda asociada.
- No obstante lo anterior, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros y con carácter excepcional, se podrá restablecer la tramitación individualizada de estas instalaciones si la no construcción de la instalación en el plazo de 3 años supone un riesgo inminente en la seguridad del suministro o un impacto económico negativo en el sistema gasista, así como si su construcción resulta estratégica para el conjunto del Estado.
- Adicionalmente, lo anterior tampoco será de aplicación a los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia cuando se acredite la rentabilidad económica de estas infraestructuras.

La mayor parte de los impactos contables asociados a este Real Decreto-Ley 13/2012 para el Grupo no pueden ser evaluados ni registrados mientras no se publique de manera oficial el documento de actualización de la Planificación Obligatoria para el período 2012 – 2020 de las infraestructuras de gas por parte del Ministerio de Industria Comercio y Turismo. No obstante, la Dirección no espera, a la fecha actual, que dichos impactos supongan una modificación sustancial en las principales magnitudes financieras del Grupo

La Orden IET/849/2012, de 26 de abril, actualizó los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, que se incrementaron con carácter general un 5% respecto a los vigentes hasta la fecha.

Adicionalmente, esta Orden modificó el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre. En concreto, modificó la vida útil de

los mismos que paso a ser de 20 años para todos los casos. Anteriormente, la vida útil de las instalaciones era de 10 años.

La Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre completa la revisión del régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos con las modificaciones introducidas en el Real Decreto-Ley 13/2012 y en la Orden IET/849/2012, siendo de aplicación a los almacenamientos subterráneos con acta de puesta en marcha definitiva o provisional posterior al 1 de abril de 2012.

La principal novedad de esta Orden es la actualización anual de los valores netos de las inversiones con una tasa del 2,5%, equiparando el régimen retributivo de los AASS al de transporte actual. Esta actualización es de aplicación a todas las inversiones realizadas en almacenamientos subterráneos, incluyendo el gas colchón.

La Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, estableció los costes fijos a retribuir a cada empresa para las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución, así como los parámetros para el cálculo de la retribución variable.

La Orden incluye la actualización de los valores unitarios de inversión y explotación aplicables a las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para 2013. Se mantienen las metodologías establecidas en las Ordenes anteriores, limitándose a actualizar la retribución reconocida al año 2013.

No obstante lo anterior, se introduce una novedad en la actualización de la retribución de las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al año 2008 y en la de la distribución, al aplicar un factor de eficiencia  $f_j$  igual a 0, lo que en la práctica equivale a mantener la retribución en los niveles del año anterior, salvo para las instalaciones de transporte que alcanzan el fin de la vida útil regulatoria.

En cuanto a los peajes y cánones de acceso a las instalaciones que se establecen en esta Orden se ven incrementados en términos generales, un 1%, salvo algunos peajes como el canon de almacenamiento subterráneo y el de GNL, que no varían respecto al año anterior.

Al igual que viene ocurriendo en ejercicios anteriores, y de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente el coste acreditado para las actividades de transporte, regasificación, y almacenamiento se compone de un coste fijo y un coste variable.

#### **a.1) Coste fijo acreditado.**

**a.1.1.** Se determina en función de los activos en producción. Este parámetro retribuye los costes de inversión y los costes de explotación de los activos que operan en el sistema gasista.

- Valor de los activos reconocidos. Para las instalaciones puestas en servicio antes del año 2002 se calcula tomando como base el valor contable de los activos una vez considerada la actualización contable del año 1996 (Real Decreto Ley 7/1996), minorado por las subvenciones recibidas con la finalidad de financiar dichos activos, aplicando a esta diferencia un coeficiente de actualización anual compuesto por la media corregida del Índice de Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales (IPRI).

Para las nuevas instalaciones que han entrado en servicio a partir de 2002, se utiliza el valor estándar de cada inversión fijada por el regulador, mientras que para aquellas que suponen ampliación, se valoran al coste real.

Para las inversiones en almacenamiento subterráneos no existen valores estándar por lo que son valoradas también a su coste real.

Las instalaciones de transporte puestas en servicio a partir de 2008 son valoradas al coste medio entre el valor estándar y dicho coste real.

Las instalaciones de regasificación puestas en servicio a partir de 2006 son valoradas al coste real más el 50% de la diferencia entre el valor estándar y dicho coste real, hasta el máximo del valor estándar.

- Retribución por la amortización de los activos del sistema. Al valor de la inversión reconocida resultante se le aplica el coeficiente de amortización correspondiente a su vida útil, obteniendo de este modo los ingresos por este concepto.

Para los activos de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 la amortización es actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

- Retribución financiera del valor de la inversión. Para los activos de transporte puestas en servicio con anterioridad al año 2008 se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de la media anual de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, más el 1,5% sobre el valor de la inversión bruta obtenida en el apartado anterior.

Para los activos de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de la media anual de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, más el 3,75% sobre el valor de la inversión neta de amortizaciones obtenida en el apartado anterior y actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

Para los activos de regasificación y almacenamiento se calcula aplicando una tasa de retribución financiera de una media de los Bonos del Estado a 10 años o tipo de interés que lo sustituya, calculada a partir de la fecha de puesta en marcha de cada instalación, más el 3,5% sobre el valor de la inversión neta de amortizaciones, obtenida en el apartado anterior. Para los activos de almacenamiento puestas en servicio con posterioridad al 1 de abril de 2012, la inversión neta de amortizaciones se actualiza anualmente con una tasa del 2,5%.

La tasa resultante para los activos de transporte puestas en marcha en 2012 ha sido del 9,67%.

- Retribución para los activos totalmente amortizados. Para los activos de transporte puestas en servicio con anterioridad al año 2008 se reconoce el 50% de la retribución financiera. Para los activos de regasificación, almacenamiento y de transporte puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, se reconoce el 50% de la amortización y de la retribución financiera del último año. En el caso de estas últimas instalaciones de transporte, esta retribución también es actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

**a.1.2.** La retribución por los costes de explotación de los activos de regasificación y de transporte puestas en marcha hasta el año 2007 se calcula en función de los costes acreditados para las instalaciones del sistema gasista en el año 2000 para la actividad de transporte y regasificación, estandarizados por unidades físicas y técnicas. Para los activos de transporte puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, los valores estándar aplicables son los que se han establecido en la propuesta de revisión de los valores unitarios realizada por la CNE.

A estos valores estándar se les aplica un coeficiente de actualización anual obtenido a partir del Índice del Precios al Consumo y del Índice de Precios Industriales correspondiente a los bienes de equipos (IPRI), corregidos por unos factores de eficiencia.

Para los almacenamientos subterráneos se define un coste fijo de operación y mantenimiento específico para cada uno de los emplazamientos, calculados a partir de los costes directos e indirectos correspondientes.

A estos costes se les aplica un coeficiente de actualización anual obtenido a partir del Índice de Precios al Consumo y del Índice de Precios Industriales correspondiente a los bienes de equipos (IPRI), corregidos por unos factores de eficiencia. Los costes directos a reconocer finalmente se corresponden con la semisuma del coste directo del año anterior, actualizado según se acaba de indicar y del coste real de cada año, que debe justificarse a partir de una auditoría económica.

**a.1.3.** El Grupo Enagás ha establecido el criterio lineal para la imputación a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de estos ingresos correspondientes al coste fijo acreditado. De esta forma se consigue a efectos intermensuales la correlación de ingresos (retribución) y gastos (amortización).

**a.2) Coste variable acreditado por regasificación y trasvase de GNL a buques.**

Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2012 este coste ha quedado fijado en 0,000152 €/kWh regasificado y en 0,000182 €/kWh cargado en cisternas.

Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de carga de cisternas. Para el trasvase de buque a buque el coste es del 80% de dicho valor.

**b) Ingresos por Gestión Técnica del Sistema (GTS).**

Los ingresos por esta actividad son calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año y tiene como finalidad retribuir las obligaciones del Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema entre las que se incluyen coordinar el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de transporte, supervisando la seguridad del suministro de gas natural (niveles de almacenamiento y planes de emergencia), llevar a cabo planes para el futuro desarrollo de las infraestructuras gasistas y controlar el acceso de terceros a la red.

Para el año 2012, la cuota destinada a la retribución del GTS que deben recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,40%. Dicha cuota es ingresada por las citadas empresas en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la Comisión Nacional de la Energía en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

El porcentaje anterior sobre la facturación se calcula sobre el resultado de aplicar los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios.

Sin perjuicio de lo anterior, la retribución reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2012 asciende a 11.789.434 €. La diferencia positiva o negativa entre esta cantidad y las percibidas por la aplicación de la cuota indicada anteriormente será incluida por la CNE en la liquidación 14 del año 2012.

La imputación intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias se realiza siguiendo un criterio lineal.

**c) Liquidación de peajes asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.**

La facturación y cobro de la retribución de las actividades reguladas sujetas a liquidación (Acceso de Terceros a la Red y Gestión Técnica del Sistema) se realiza conforme a lo establecido en el procedimiento de liquidaciones, según la Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002.

**d) Sistema de liquidación.**

Con fecha 1 de noviembre de 2002, se publica la Orden Ministerial ECO/2692/2002 de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas y establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

La Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3993/2006, modifica el apartado 1.5 del anexo II de esta Orden de liquidaciones al establecer que a los importes a liquidar a cada transportista o distribuidor les serán aplicados los intereses que resulten de aplicar a estas cantidades los valores medios de las letras del tesoro a un año durante 60 días.

**e) Ingresos correspondientes al gas talón y gas mínimo de llenado en gasoductos.**

La Orden IET/3587/2011 establece en su artículo 16 que el gas destinado al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón) se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera.

Adicionalmente, el artículo 17 de esta Orden establece que la retribución financiera correspondiente al gas de llenado adquirido para el nivel mínimo de los gasoductos de transporte y las plantas de regasificación adquirido cada año, se calculará aplicando al coste de adquisición una tasa de retribución correspondiente a la media mensual de las Obligaciones del Estado a 10 años de los doce meses anteriores al mes de noviembre del año anterior, más 350 puntos básicos. El coste de adquisición será el que resulta de aplicar el precio resultante de la subasta a la cantidad adquirida.

**f) Ingresos correspondientes a la compra del gas para autoconsumos.**

A partir del 1 de julio de 2007, los transportistas son responsables de la compra del gas necesario para los autoconsumos en sus instalaciones. Este hecho conlleva una reducción en los porcentajes de las mermas retenidas a los usuarios.

El gas adquirido por los transportistas será valorado al precio resultante de la subasta, teniendo los pagos realizados la consideración de gastos liquidables.

**g) Desarrollo del Marco Regulatorio.**

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2012, han sido los siguientes:

**1. Regulación supranacional**

**Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre, relativa a la eficiencia energética**, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE

**Comunicación de la Comisión de 15 de noviembre de 2012 COM (2012) 663 final**, Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía. La comunicación de la comisión en lo relativo al funcionamiento del mercado interior de la energía fue adoptada el 15 de noviembre de 2012 con el objetivo de poner de manifiesto las tareas pendientes para lograr el mercado interior de la energía.

**Decisión no 994/2012/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012**, por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía

**Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012 que modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo**, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, relativo a establecer una serie de procedimientos de la gestión de la congestión (CMP) que deberán entrar en funcionamiento a partir de 1 de octubre de 2013.

Dictamen de la Comisión (C(2012) 4171 final) de 15 de junio de 2012, con arreglo al artículo 3, apartado 1, del Reglamento (CE) nº 715/2009 y al artículo 10, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE - España - Certificación de ENAGÁS, S.A. (gas), relativo a la evaluación de la Comisión del proyecto de decisión notificado por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) sobre el cual debe emitir a la autoridad reguladora nacional competente un dictamen sobre la compatibilidad del mismo con el artículo 9 y con el artículo 10, apartado 2, de la Directiva del Gas.

**Decisión de la Comisión, de 19 de enero de 2012**, por la que se crea el Grupo de Autoridades de la Unión Europea para las actividades en alta mar del sector del petróleo y el gas

## **2. Regulación Española**

### **LEGISLACIÓN BÁSICA**

**Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo**, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

### **RETRIBUCIÓN Y PEAJES**

**Resolución de 19 de septiembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía**, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2012, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

**Resolución de 17 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas**, por la que se determinan los proyectos iniciados en 2009 y 2010 con derecho a una retribución específica.

**Orden IET/849/2012, de 26 de abril**, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista.

**Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre**, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

### **TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO**

**Resolución de 28 de diciembre de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

**Resolución de 28 de junio de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

**Resolución de 27 de abril de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

**Resolución de 30 de diciembre de 2011** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural a aplicar a partir del 1 de enero de 2012

#### **NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA**

**Resolución de 5 de diciembre de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 «intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema»

**Resolución de 17 de septiembre de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 «conceptos generales» y NGTS-04 «Nominaciones» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 «Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa».

**Resolución de 30 de abril de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones».

**Resolución de 29 de marzo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el Protocolo de Detalle PD-13 «Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación» y se modifica la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-03 «Programaciones» y el Protocolo de Detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».

**Resolución de 29 de marzo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», se establece el Protocolo de Detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite» y se modifica el Protocolo de Detalle PD-01 «Medición, calidad y odorización de gas».

#### **PLANIFICACIÓN OBLIGATORIA Y PLAN INVERNAL**

**Resolución de 19 de diciembre de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se adopta y se da publicidad al plan de acción preventivo y al plan de emergencia del sistema gasista español.

**Resolución de 30 de julio de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se da publicidad al informe de supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro del sistema gasista español establecido en el artículo 100.3 de la ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos.

**Resolución de 23 de noviembre de 2011**, de la DGPEyM, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista.

## ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

**Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre**, por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.

**Resolución de 23 de marzo de 2012**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.

**Resolución de 6 de marzo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.

**Resolución de 30 de enero de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y 31 de marzo de 2013.

## SUBASTA PARA LA ADQUISICIÓN DE GAS DE OPERACIÓN Y GAS TALÓN

**Resolución de 25 de octubre de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013 (no se incluye el Anexo confidencial).

**Resolución de 27 de septiembre de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base destinado a la tarifa de último recurso de gas natural en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013

**Resolución de 15 de junio de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.

**Resolución de 30 de mayo de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualizan determinados parámetros de la subasta de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".

**Resolución de 24 de mayo** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.

**Resolución de 17 de mayo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.

**Corrección de errores de la Resolución de 11 de mayo de 2012** de la DGPEyM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2012 del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".

**Resolución de 11 de mayo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2012 del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".

**Resolución de 9 de mayo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.

**Corrección de errores de la Resolución de 25 de abril de 2012**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

**Resolución de 25 de abril de 2012**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.

**Resolución de 17 de abril de 2012**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.

#### **PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD**

**Resolución de 12 de noviembre de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo 2014.

**Resolución de 28 de junio de 2012**, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se aprueba el «información memorandum» y el contrato tipo para la asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal, disponible en el periodo comprendido entre octubre de 2012 y septiembre de 2013.

**Circular 2/2012, de 8 de junio**, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establece la metodología para la asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal.

#### **CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS**

**Orden IET/2813/2012, de 27 de diciembre**, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2013.

#### **OTRAS DISPOSICIONES**

**Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

**Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre**, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.

**Resolución, de 20 de noviembre de 2012**, de la DGPEM por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

**Orden IET/2424/2012, de 8 de noviembre**, por la que se establecen los servicios mínimos del Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del 14 de noviembre de 2012.

**Resolución de 22 de octubre de 2012** de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que publica en la Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo el índice de gasificación de las provincias.

**Orden IET/2020/2012, de 24 de septiembre**, por la que se establecen los servicios mínimos para el Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 26 de septiembre de 2012.

**Resolución de 26 de julio de 2012**, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certificación de ENAGAS como gestor de la red de transporte de gas.

**Resolución de 11 de julio de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

**Sentencia 135/2012, de 19 de junio de 2012**, relativa al Recurso de inconstitucionalidad 7745-2007 interpuesto por el Consejo de Gobierno de la Comunidad de Madrid en relación con diversos preceptos de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

**Resolución de 4 de mayo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Compañía Transportista de Gas Canarias, SA autorización administrativa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife).

**Resolución de 8 de marzo de 2012**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

**Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero**, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

**Real Decreto 1823/2011, de 21 de diciembre**, por el que se reestructuran los departamentos ministeriales.

**Ley 16/2012, de 27 de diciembre**, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica, en su artículo 9 establece la opción, para los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades de realizar una actualización de balances. De acogerse a dicha actualización de balances, la misma debería practicarse sobre los importes que figuren en el balance cerrado a 31 de diciembre de 2012 y debería ser aprobada por la Junta General antes de la finalización del plazo legal para aprobar las cuentas anuales del ejercicio 2012 y se registraría contablemente en el ejercicio 2013. La actualización se referirá necesariamente a todos los elementos susceptibles de la misma (inmovilizado material e inversiones inmobiliarias) y a las correspondientes amortizaciones, salvo en el caso de los inmuebles, respecto a los cuales podrá optarse por su actualización de forma independiente para cada uno de ellos. Los contribuyentes que se acojan a la actualización de balances soportarán un gravamen único del 5% sobre el saldo acreedor de la reserva de revalorización.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, los Administradores de la Sociedad se encuentran analizando los impactos asociados a la misma en cada una de las sociedades objeto de la mencionada norma de cara a tomar la decisión, de acuerdo con los plazos legales establecidos, con anterioridad a la Junta General de Accionistas.

**5. Activos Intangibles**

La composición y movimiento del fondo de comercio y otros activos intangibles su amortización durante los ejercicios 2012 y 2011 ha sido la siguiente:

**Ejercicio 2012**

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Fondo de comercio	-	19.153	-	-	19.153
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	5.259	4	-	-	5.263
Concesiones	5.935	-	-	-	5.935
Aplicaciones informáticas	93.796	19.818	-	-	113.614
Otro inmovilizado intangible	9.855	(489)	-	-	9.366
<b>Total coste</b>	<b>114.845</b>	<b>38.486</b>	-	-	<b>153.331</b>

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	(565)	(417)	-	-	(982)
Concesiones	(3.134)	(214)	-	-	(3.348)
Aplicaciones informáticas	(51.221)	(17.064)	-	-	(68.285)
Otro inmovilizado intangible	(5.110)	(1.303)	-	-	(6.413)
<b>Total amortización</b>	<b>(60.030)</b>	<b>(18.998)</b>	-	-	<b>(79.028)</b>

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Total Fondo de Comercio	-	19.153	-	-	19.153
Total Otros Inmovilizados Intangibles	54.815	335	-	-	55.150
<b>Total Inmovilizado Intangible</b>	<b>54.815</b>	<b>19.488</b>	-	-	<b>74.303</b>

**Ejercicio 2011**

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	1.865	1.577	1.817	-	5.259
Concesiones	5.935	-	-	-	5.935
Aplicaciones informáticas	67.070	26.726	-	-	93.796
Otro inmovilizado intangible	7.225	2.630	-	-	9.855
<b>Total coste</b>	<b>82.095</b>	<b>30.933</b>	<b>1.817</b>	-	<b>114.845</b>

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	(359)	(206)	-	-	(565)
Concesiones	(2.919)	(215)	-	-	(3.134)
Aplicaciones informáticas	(38.135)	(13.086)	-	-	(51.221)
Otro inmovilizado intangible	(4.053)	(1.057)	-	-	(5.110)
<b>Total amortización</b>	<b>(45.466)</b>	<b>(14.564)</b>	-	-	<b>(60.030)</b>

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Total Otros Inmovilizados Intangibles	36.629	16.369	1.817	-	54.815
<b>Total Inmovilizado Intangible</b>	<b>36.629</b>	<b>16.369</b>	<b>1.817</b>	-	<b>54.815</b>

a) Fondo de Comercio.

El Fondo de Comercio se corresponde con la adquisición del Grupo Altamira CV, sociedad de la que el Grupo tiene control conjunto (véase Nota 32) y cuya adquisición por el 40% de la participación fue llevada a cabo en 2011. Considerando la información obtenida posteriormente por la Sociedad, en 2012 se ha determinado un fondo de comercio asociado a esta adquisición por importe de 19.153 miles de euros.

Este Fondo de Comercio ha sido asignado al segmento "Otras Actividades", en el que se incluyen los proyectos internacionales del Grupo (véase Nota 24).

b) Otro Inmovilizado Intangible

Las altas en el epígrafe de "Desarrollo" acumuladas en el ejercicio 2012 corresponden principalmente al Proyecto Delfos eléctrico de demanda de gas natural para la producción eléctrica a corto plazo por importe de 4 miles de euros.

Con relación a las altas de las Aplicaciones Informáticas del ejercicio 2012 destacan las siguientes:

- Software CCR de San Fernando por importe de 1.055 miles de euros.
- Software Green Data Center por importe de 1.480 miles de euros.
- SL ATR 2.0 por importe de 5.120 miles de euros.
- Software de ampliación infraestructuras de sistemas 2012 por importe de 891 miles de euros.
- Sistema Gestión Mantenimiento 2.0 por importe de 1.062 miles de euros.
- Sistemas de soporte ECOFI por importe de 803 miles de euros.

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

- Centros de Competencia 2011-2012 por importe de 1.417 miles de euros.
- Software para mejoras Sistema Contratación, Facturación y Medición de Balances por importe de 800 miles de euros.
- Funcionalidad Sistemas Financieros y Corporativos por importe de 610 miles de euros.
- Mejoras y adaptaciones Sistemas de Operación 2012 por importe de 660 miles de euros.
- Evolución puesto de trabajo corporativo por importe de 612 miles de euros.

Al cierre del ejercicio 2012 y 2011, el Grupo tenía elementos del inmovilizado intangible totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

**Ejercicio 2012**

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	269
Aplicaciones informáticas	36.009
Otro inmovilizado intangible	2.195
<b>Total</b>	<b>38.473</b>

**Ejercicio 2011**

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	268
Aplicaciones informáticas	29.835
Otro inmovilizado intangible	2.107
<b>Total</b>	<b>32.210</b>

Los bienes registrados en el epígrafe "otro inmovilizado intangible" no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

**6. Inmovilizado Material**

La composición y movimientos en los ejercicios 2012 y 2011 en el inmovilizado material y la amortización han sido los siguientes:

**Ejercicio 2012**

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	254.637	3.027	(8.439)	-	249.225
Instalaciones técnicas y maquinaria	7.414.397	195.468	554.154	-	8.164.019
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	64.408	10.022	-	(150)	74.280
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.015.300	207.016	(545.715)	(569)	676.032
Subvenciones de capital	(584.042)	(18.000)	-	-	(602.042)
<b>Total coste</b>	<b>8.164.700</b>	<b>397.533</b>	<b>-</b>	<b>(719)</b>	<b>8.561.514</b>



**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	(68.311)	(5.958)	-	-	(74.269)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(2.773.722)	(306.770)	-	-	(3.080.492)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	(42.534)	(4.114)	-	109	(46.539)
Subvenciones de capital	314.911	19.365	-	-	334.276
<b>Total amortización</b>	<b>(2.569.656)</b>	<b>(297.477)</b>	-	<b>109</b>	<b>(2.867.024)</b>

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final
Instalaciones técnicas y maquinaria	(14.974)	-	-	-	(14.974)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-
<b>Total deterioro</b>	<b>(14.974)</b>	-	-	-	<b>(14.974)</b>

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	186.326	(2.931)	(8.439)	-	174.956
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.625.701	(111.302)	554.154	-	5.068.553
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	21.874	5.908	-	(41)	27.741
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.015.300	207.016	(545.715)	(569)	676.032
Subvenciones de capital	(269.131)	1.365	-	-	(267.766)
<b>Total Inmovilizado Material</b>	<b>5.580.070</b>	<b>100.056</b>	-	<b>(610)</b>	<b>5.679.516</b>

**Ejercicio 2011**

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	216.230	35.663	3.352	(608)	254.637
Instalaciones técnicas y maquinaria	6.677.500	299.771	437.203	(77)	7.414.397
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	47.322	1.895	15.374	(183)	64.408
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.067.866	413.143	(465.626)	(83)	1.015.300
Subvenciones de capital	(584.042)	-	-	-	(584.042)
<b>Total coste</b>	<b>7.424.876</b>	<b>750.472</b>	<b>(9.697)</b>	<b>(951)</b>	<b>8.164.700</b>

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	(62.925)	(5.763)	-	377	(68.311)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(2.476.580)	(297.188)	-	46	(2.773.722)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	(39.709)	(3.006)	-	181	(42.534)
Subvenciones de capital	293.659	21.252	-	-	314.911
<b>Total amortización</b>	<b>(2.285.555)</b>	<b>(284.705)</b>	-	<b>604</b>	<b>(2.569.656)</b>

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final
Instalaciones técnicas y maquinaria	(15.573)	-	-	599	(14.974)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-
<b>Total deterioro</b>	<b>(15.573)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>599</b>	<b>(14.974)</b>

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	153.305	29.900	3.352	(231)	186.326
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.185.347	2.583	437.203	568	4.625.701
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	7.613	(1.111)	15.374	(2)	21.874
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.067.866	413.143	(465.626)	(83)	1.015.300
Subvenciones de capital	(290.383)	21.252	-	-	(269.131)
<b>Total Inmovilizado Material</b>	<b>5.123.748</b>	<b>465.767</b>	<b>(9.697)</b>	<b>252</b>	<b>5.580.070</b>

Dentro del epígrafe de "Terrenos y Construcciones" se incluyen como alta 1.271 miles de euros correspondientes a Reformas en Sede Central.

Los traspasos en el epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" acumulados en el ejercicio 2012 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las instalaciones:

- Duplicación del Gasoducto Tivissa – Paterna tramo centro provincia de Castellón.
- Gasoducto Yela- El Villar de Arnedo tramo norte.
- Gasoducto Yela- El Villar de Arnedo tramo sur provincia de Guadalajara
- Gasoducto Yela- El Villar de Arnedo tramo sur provincia de Soria.
- ERM en diversas posiciones de la RNB.
- Ampliaciones en diversas posiciones de la RNB.
- EM en diversas posiciones de la RNB.
- Gasoducto Martorell- Figueras tramo sur.
- Duplicación Ramal Almonte- Marismas.
- Reposición mallado interior contra incendios zona proceso Planta de Barcelona.
- Instalación sistema contra incendios en diecisiete áreas de la Planta de Barcelona.
- AASS de Yela.

Dentro de las altas del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" se ha registrado 1.030 miles de euros (1.421 miles de euros en 2011), que corresponde al gas natural adquirido para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos y 795 miles de euros (2.512 miles de euros en 2011) para el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación, también denominado "gas talón"; 48.708 miles de euros que corresponden al gas inmovilizado no extraíble preciso para la explotación del AASS de Yela; 3.932 miles de euros correspondientes a la integración de los activos de la sociedad Gasoducto Escombreras, S.L.U. en Enagás Transporte, S.A.U., 4.923 miles de euros correspondientes al gasoducto Ramal a Arcos.

En lo que respecta a las altas en el epígrafe "Anticipos e inmovilizado en curso" acumuladas en el ejercicio 2012 corresponden básicamente a las siguientes instalaciones:

- Instalaciones regasificación Planta de El Musel.
- Almacenamiento GNL planta de El Musel.
- Instalaciones de regasificación Planta de El Musel.
- Sexto tanque de la planta de Huelva.
- Adecuación sistema contraincendios Planta de Huelva.
- Ampliación compra Gaviota a Murphy.
- Ampliación compra Gaviota a RIPSA.
- Desdoblamiento del Gasoducto Cartama -Mijas.
- Ramal Castropodame- Villafranca del Bierzo.
- Duplicación del Gasoducto Treto- Llanera.
- Gasoducto Zarza de Tajo Yela.
- Gasoducto Martorell- Figueras.
- Gasoducto Musel- Llanera.
- Duplicación del Gasoducto Villapresente Burgos.
- Triplicación del Gasoducto Tivissa Arbós.
- Gasoducto El Villar de Arnedo- Castelnou.
- Unidad de Medida G-6500 en pos. D-16 Llanera.
- Obra civil marítima Planta de Asturias.
- Nuevo Centro de Proceso de Datos en Zaragoza.
- Planta de trigeneración en Zaragoza.

Así mismo, dentro de estas altas se incluyen 18.287 miles de euros correspondientes a anticipos e inmovilizaciones en curso correspondientes a BBG.

Las bajas del Inmovilizado Material acumuladas en el ejercicio 2012 corresponden a la baja, de instalaciones, mobiliario y equipos de oficina sustituidos. Las bajas de Anticipos e inmovilizaciones en curso corresponden a la baja de proyectos finalmente no ejecutados. En el apartado de Traspasos se muestran los movimientos del inmovilizado en curso a fijo de aquellos proyectos con puesta en explotación en el ejercicio.

La revalorización del Inmovilizado Material incorporada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tiene un efecto de 14.964 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2012 y tuvo un efecto de 15.039 miles de euros en el ejercicio 2011.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 20.959 miles de euros en el ejercicio 2012 (26.092 miles de euros en el ejercicio 2011).

Así mismo, el impacto de los "Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado" ha supuesto un aumento en la inversión de 15.180 miles de euros en el ejercicio 2012 y 15.637 miles de euros en el ejercicio 2011.

El importe de las disminuciones del epígrafe "Amortización acumulada" corresponden fundamentalmente a la baja de instalaciones, mobiliario y equipos de oficina.

Al cierre del ejercicio 2012 y 2011 el Grupo Enagás tenía elementos del Inmovilizado Material totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

**Ejercicio 2012**

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	10.143
Instalaciones técnicas y maquinaria	551.717
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	39.067
<b>Total</b>	<b>600.927</b>

**Ejercicio 2011**

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	9.905
Instalaciones técnicas y maquinaria	420.614
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	37.406
<b>Total</b>	<b>467.925</b>

Los bienes del Inmovilizado Material no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

Es política del Grupo asegurar sus activos de modo que no se produzcan pérdidas patrimoniales significativas, sobre la base de las mejores prácticas de los Mercados y atendiendo a la naturaleza y características de los elementos del Inmovilizado Material.

Así mismo, el Grupo cuenta con las correspondientes pólizas de seguros que permiten cubrir la Responsabilidad Civil frente a terceros.

Las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2012 corresponden a inversiones de la infraestructura gasista según el detalle siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.12	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.12	Saldo a 31.12.12
Plantas de Regasificación	86.225	(70.316)	15.909
Infraestructuras transporte de gas	498.309	(255.677)	242.632
Almacenamientos subterráneos	17.508	(8.283)	9.225
<b>Total</b>	<b>602.042</b>	<b>(334.276)</b>	<b>267.766</b>

Dichas subvenciones han sido recibidas de los siguientes Organismos:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.12	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.12	Saldo a 31.12.12
Fondos estructurales de la Unión Europea	431.074	(216.516)	214.558
Organismos Oficiales de las CCAA	57.120	(26.403)	30.717
Estado Español	113.848	(91.357)	22.491
<b>Total</b>	<b>602.042</b>	<b>(334.276)</b>	<b>267.766</b>

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2013 ascienden a 18.962 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2012 es:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	2.637	9.420	10.434
Subvenciones de Comunidades Autónomas	2.077	8.308	20.332
Subvenciones de FEDER	14.248	56.992	143.318
<b>Total Subvenciones</b>	<b>18.962</b>	<b>74.720</b>	<b>174.084</b>

**7. Activos Financieros**

**7.1 Composición y desglose**

A continuación se indica el desglose de los activos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, presentados por naturaleza y categorías a efectos de valoración:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	189	4.749	-	-	717	857	906	5.606
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	-	16.407	614	16.407	614
Activos disponibles para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a coste	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados	-	-	-	-	12.446	52.071	12.446	52.071
<b>Total</b>	<b>189</b>	<b>4.749</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29.570</b>	<b>53.542</b>	<b>29.759</b>	<b>58.291</b>

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	-	2.227	6.573	2.227	6.573
Activos disponibles para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a coste	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados	-	-	-	-	-	36	-	36
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.227</b>	<b>6.609</b>	<b>2.227</b>	<b>6.609</b>

El movimiento producido en los ejercicios 2012 y 2011 en los activos financieros pertenecientes al Grupo se describe a continuación:

**Ejercicio 2012**

	Saldo Inicial	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Trasposos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo Final
Instrumentos de Patrimonio	4.749	158	-	-	(4.718)	189
Valores representativos de deuda	-	-	-	-	-	-
Créditos, derivados y otros	60.151	16.287	(39.661)	-	(4.980)	31.797
<b>Total</b>	<b>64.900</b>	<b>16.445</b>	<b>(39.661)</b>	<b>-</b>	<b>(9.698)</b>	<b>31.986</b>

**Ejercicio 2011**

	Saldo Inicial	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Trasposos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo Final
Instrumentos de Patrimonio	31	4.719	-	-	(1)	4.749
Valores representativos de deuda	101.742	-	-	-	(101.742)	-
Créditos, derivados y otros	39.081	3.784	21.456	-	(4.170)	60.151
<b>Total</b>	<b>140.854</b>	<b>8.503</b>	<b>21.456</b>	<b>-</b>	<b>(105.913)</b>	<b>64.900</b>

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

Se ha concedido a la sociedad Gasoductos de Morelos, SAPI de CV, un préstamo por importe de 22.202 miles de dólares (15.688 miles de euros a 31 de diciembre de 2012), por el cual en el ejercicio 2012 se han devengado intereses por importe de 599 miles de euros, que quedan pendientes de cobro a 31 de diciembre de 2012.

A 31 de diciembre de 2012, no existen activos financieros en situación de mora.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Derivados de cobertura	-	12.446	-	12.446
<b>Total</b>	-	<b>12.446</b>	-	<b>12.446</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

#### 7.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2012 no se han producido movimientos en relación con las provisiones que cubren las pérdidas por deterioro de los activos existentes en el Grupo, una vez realizados los análisis correspondientes.

#### 7.3 Préstamos y cuentas por cobrar generados por la empresa:

##### Créditos corrientes y no corrientes

El desglose del saldo de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado, atendiendo a la naturaleza de las operaciones es el siguiente:

	Miles de euros
<b>Créditos no corrientes:</b>	
Otros créditos	614
<b>Créditos corrientes:</b>	
Créditos a empresas del Grupo	3.010
Otros créditos	3.563
<b>Saldo a 31.12.2011</b>	<b>7.187</b>
<b>Créditos no corrientes:</b>	
Otros créditos	719
Créditos a empresas del Grupo	15.688
<b>Créditos corrientes:</b>	
Créditos a empresas del Grupo	2.227
<b>Saldo a 31.12.2012</b>	<b>18.634</b>

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

“Créditos no corrientes y corrientes” incluye préstamos concedidos por la Sociedad Matriz en concepto de financiación para la construcción de infraestructuras de transporte con vencimiento a largo plazo y valorados a coste amortizado utilizando el método de tipo de interés efectivo.

El detalle es el siguiente:

Miles de euros	Tipo de interés	Vencimiento	31.12.2012	31.12.2011
<b>Créditos no corrientes a empresas del grupo (Nota 27)</b>			<b>15.688</b>	-
Gasoductos de Morelos	7,50%	Sep.-2033	15.688	-
<b>Créditos corrientes a empresas del grupo (Nota 27)</b>			<b>2.227</b>	<b>3.010</b>
Gasod. Al-Andalus, S.A.	1,80%	Dic.-2013	1.329	2.976
Gas can	5,34%	Jun.-2013	299	-
Gasoducto de Morelos	7,50%	Sep.-2033	599	-
Grupo Enagás Altamira	2,33%	Dic.-2012	-	34
<b>Total</b>			<b>17.915</b>	<b>3.010</b>

**8. Existencias**

Cabe mencionar que a 31 de diciembre de 2012 el Grupo Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, mantenía el control de, aproximadamente 860 GWh de Gas de Maniobra necesario para posibilitar la operación del sistema gasista tal y como establece la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007 de 28 de diciembre. Este gas no está reflejado en los estados financieros por ser un gas a disposición del Sistema, no propiedad del Grupo Enagás.

Por otro lado, el Grupo mantiene registrados 13.829 miles de euros (13.785 miles de euros en el ejercicio 2011) correspondientes a existencias no relacionadas con gas natural que incluyen, entre otros elementos, materiales de oficina y material para consumo.

**9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Activos por impuestos corrientes**

La composición del saldo del epígrafe Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar a la fecha del Balance de Situación Consolidado es la siguiente:

	31.12.2012	31.12.2011
Clientes por ventas y prestación de servicios	26.403	35.486
Empresas del grupo, deudores (Nota 27)	2.152	1.837
Deudores varios	520.951	423.995
Activos por impuestos corrientes (Nota 20.2)	57.967	83.706
<b>Total</b>	<b>607.473</b>	<b>545.024</b>

El saldo de 2.152 miles de euros de “Empresas del Grupo, deudores” corresponde principalmente a Gasoducto Al-Andalus, S.A. por importe de 730 miles de euros, y a Gasoducto de Extremadura, S.A. por importe de 801 miles de euros. Ambos saldos corresponden a los servicios de transporte de gas a Galp Gas Natural, S.A. pendientes de cobro a la fecha, consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás Transporte, S.A. en dichas Sociedades.

Dentro del epígrafe “Deudores varios”, el Grupo Enagás, registra el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento como transportista del ejercicio 2012 por importe de 254.995 miles de euros, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 1.784 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro correspondientes al ejercicio 2012 de 256.779 miles de euros.

Así mismo durante el ejercicio 2012 se ha recibido la liquidación definitiva pendiente del ejercicio 2010, reconociéndose a favor del Grupo Enagás una desviación acumulada en dicho periodo por importe de 42.539 miles de euros.

Adicionalmente, dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás registra los saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía, regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003. Dicha tasa grava las mercancías de los cargamentos de gas natural que los agentes descargan en las plantas de regasificación, entre otras, las que el Grupo Enagás es titular en los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva. A 31 de diciembre de 2012 el importe de dichos saldos pendientes de cobro asciende a 8.524 miles de euros, que se encuentra íntegramente en litigio con algunas de las comercializadoras, y del cual 6.861 miles de euros tienen una antigüedad superior a 1 año a 31 de diciembre de 2012. .

La mencionada Ley 48/2003 modifica el régimen de las tasas asociadas a las mercancías que descargan en puertos bajo régimen de concesión, indicando en su Título I, que si el titular de la concesión realizaba la solicitud correspondiente en el plazo de 6 meses, el 100% de las tasas asociadas a la descarga podrían repercutirse al agente titular de la mercancía, pese a que el pago a la Autoridad Portuaria lo continuase efectuando el sujeto pasivo, en este caso, el Grupo Enagás, titular de la concesión como indicaba el régimen anterior. Este régimen anterior contemplaba que, únicamente el 50% de la mencionada tasa podía repercutirse al agente titular de la mercancía por parte del titular de la concesión.

La problemática con las comercializadoras viene motivada porque, si bien la Ley 43/2003 entraba en vigor el 27 de febrero de 2004, el mencionado Título I relativo a la repercusión de las Tasas, según se indica en la Disposición Adicional quinta de la Ley 48/2003, resultaba de aplicación a partir del 1 de enero de 2004. Enagás, S.A. presentó la solicitud para el cambio de régimen en julio de 2004, entendiéndose que el plazo de 6 meses indicado contaba a partir de la entrada en vigor de la Ley, el 27 de febrero de 2004. Sin embargo, las comercializadoras con las que se mantienen los litigios entienden que la aplicación desde 1 de enero del Título I implica que dicho plazo finalizaba el 30 de junio de 2004, y por tanto la solicitud realizada por Enagás, S.A. se encuentra fuera de plazo y es por tanto, a efectos legales, extemporánea.

Ante esta situación, el Grupo Enagás mantiene reclamaciones económico-administrativas al objeto de que se ratifique la adecuación a derecho de sus propios actos por la totalidad de los importes pendientes de cobro. Debemos indicar que el criterio sostenido por el Grupo Enagás ha sido ratificado de forma expresa por la Autoridad Portuaria de Huelva, mediante resolución dictada en fecha 3 de mayo de 2007, que al igual que las Autoridades Portuarias de Cartagena y de Barcelona, considera sin reserva alguna que la opción ejercitada por Enagás, mediante la cual se acogió al nuevo régimen económico tributario establecido en la Ley 48/2003, no es extemporánea. Así mismo, la totalidad de las Resoluciones dictadas por diferentes tribunales Económico-Administrativo regionales estiman favorables las reclamaciones interpuestas por la Sociedad Enagás, S.A. ante la negativa de las comercializadoras de pagar el importe total de las facturas por concepto de las Tasas Portuarias de la mercancía y por servicios generales.

Por otro lado, la Dirección del Grupo reconoce el riesgo existente de que el resto de Comercializadoras que actualmente están realizando el pago de la totalidad de las tasas que les repercute el Grupo Enagás, puedan solicitar la devolución del 50% de las mismas, en caso de fallo en contra del Grupo Enagás de las reclamaciones económico-administrativas interpuestas. Los importes abonados al Grupo Enagás por estas comercializadoras con las que actualmente no existen litigios por estos conceptos ascienden, a 31 de diciembre de 2012 a 49.281 miles de euros, de los cuales el 50% - 24.641 miles de euros- se encontrarían en la situación descrita.

No obstante lo anterior, la Dirección del Grupo considera que el riesgo de no recuperación de estos importes, con la información disponible a la fecha, no es probable, por lo que no se ha provisionado importe alguno por este concepto, si bien se continuará con el seguimiento correspondiente de las reclamaciones interpuestas durante el ejercicio 2012.

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

La cuenta de Administraciones públicas a 31 de diciembre de 2012 recoge básicamente el saldo deudor por IVA del Grupo al ser el IVA soportado mayor que el devengado debido en parte a operar Enagás, S.A. como Depósito fiscal y las retenciones y pagos a cuenta del Impuesto sobre Sociedades pagados por las sociedades del Grupo, así como los importes pendientes de devolución en concepto de Impuesto sobre Sociedades (véase Nota 20).

Los Administradores consideran que el importe en libros de las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar se aproxima a su valor razonable.

#### Riesgo de crédito

Los principales activos financieros del Grupo son saldos de caja y efectivo, deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, deudas por inversiones, que representan la exposición máxima del Grupo al riesgo de crédito en relación con los activos financieros. En este sentido, los saldos recogen importes que en su conjunto se encuentran dentro de los plazos de vencimientos estipulados y corresponden a entidades de reconocido prestigio y solvencia.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito puesto que opera en un entorno regulado con escenarios planificados. No obstante se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencias (véase Nota 16).

#### 10.- Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

	2012	2011
Tesorería	85.765	25.074
Otros activos líquidos	1.393.882	1.402.249
<b>Total</b>	<b>1.479.647</b>	<b>1.427.323</b>

Con carácter general, la tesorería bancaria devenga un tipo de interés similar al de mercado para imposiciones diarias. Los depósitos tienen un vencimiento a corto plazo y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivos.

#### 11. Patrimonio neto y Fondos propios

##### 11.1 Capital Social

Al cierre del ejercicio 2012 y 2011 el capital social de la Sociedad matriz Enagás S.A. asciende a 358.101 miles de euros, representado por 238.734.260 acciones de 1,5 euros de valor nominal cada una, todas ellas de la misma clase, totalmente suscritas y desembolsadas, admitidas a cotización en la Bolsa Oficial Española y que cotizan en el mercado continuo.

La totalidad de las acciones de la Sociedad matriz Enagás, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales Españolas y se contratan en el mercado continuo. La cotización al cierre del día 31 de diciembre de 2012 de las acciones de la Sociedad Enagás, S.A. se situó en 16,140 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 18 de diciembre con un precio de 16,485 euros por acción.

Al cierre del ejercicio 2012 y 2011 ninguna sociedad poseía una participación superior al 5% del capital social de la Sociedad Enagás, S.A..

Las participaciones más significativas en el capital social de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

Sociedad	Participación en el capital social %
Omán Oil Company, S.A.O.C.	5,000
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000
Bilbao Bizkaia Kutxa	5,000

Durante el año 2012 se produjeron variaciones en las participaciones más significativas en el capital social de Enagás. Sagane Inversiones S.L y Liberbank, S.A (a través de su filial Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L.) informaron a la CNMV en los meses de septiembre y octubre respectivamente que habían vendido su participación del 5% del capital social de Enagás S.A., mediante una colocación acelerada entre inversores cualificados, tanto españoles, como extranjeros.

Cabe destacar que tras la publicación el 31 de diciembre de 2003 de la Ley 62/2003 de Medidas fiscales, administrativas y de orden social, cuyo artículo 92 modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, se establece que "ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social o de los derechos de voto en la entidad".

Por su parte, la Ley 12/2007 de 2 de julio limita, además del límite máximo del 5%, el ejercicio de derechos políticos al 3%. Así mismo, establece que las personas físicas o jurídicas que realicen actividades en el sector gasista y las que directa o indirectamente participen en el capital de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%. Estas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial.

El Grupo no dispone de autocartera.

## 11.2 Reservas

### Reserva legal

De acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

La Sociedad dominante del Grupo tiene dotada en su totalidad la Reserva legal por importe de 71.620 miles de euros, incluida en el epígrafe "Reservas no distribuibles" del balance de situación consolidado adjunto.

## 11.3 Dividendo a cuenta entregado

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2012 de la sociedad matriz Enagás, S.A., que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación es la siguiente:

	Miles de euros
Dividendo	21.529
Reserva voluntaria	265.656
	<b>287.185</b>

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 19 de noviembre de 2012 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2012 por importe de 102.178 miles de euros (0,428 euros brutos por acción) formulando el estado de liquidez suficiente, expresado en miles de euros, de conformidad con lo establecido en el artículo 277 de la Ley de Sociedades de Capital.

Los estados contables provisionales formulados por la sociedad dominante del Grupo, de acuerdo con los requisitos legales, que pusieron de manifiesto la existencia de los recursos suficientes para la distribución de los dividendos a cuenta del ejercicio 2012, fueron los siguientes:

Miles de euros	
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2012
Resultado contable neto	7.840
10% Reserva Legal	-
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	280.004
<b>Resultado "disponible" para distribución</b>	<b>287.844</b>
<b>Previsión del pago a cuenta</b>	<b>(102.178)</b>
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:	
- Saldo de tesorería	1.500.882
- Cobros proyectados en el período considerado	203.390
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	50.000
- Pagos proyectados en el período considerado (Incluido el pago a cuenta)	(85.000)
<b>Saldo previsto de tesorería</b>	<b>1.669.272</b>

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 20 de diciembre de 2012.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,685 euros por acción) está sujeto a la aprobación de los accionistas en la Junta General Ordinaria y no se incluye como pasivo en los presentes estados financieros.

**11.4 Ajustes por cambio de valor**

Los ajustes por cambio de valor registrados por el Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se corresponden con los conceptos siguientes:

	31.12.2012	31.12.2011
Diferencias de conversión	3.585	-
Cobertura de flujos de efectivo	(13.679)	(5.781)
<b>Total Ajustes Cambios Valor</b>	<b>(10.094)</b>	<b>(5.781)</b>

**Operaciones de cobertura**

Corresponde a los derivados contratados por la compañía y designados como cobertura de flujos de efectivo (véase Nota 17).

Los movimientos producidos en estas operaciones en los ejercicios 2012 y 2011 son los siguientes:

**Ejercicio 2012**

	Miles de euros			
	01.01.2012	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2012
Cobertura de flujos de efectivo	(8.244)	(23.945)	12.005	(19.177)
Impuestos reconocidos en patrimonio	2.463	7.644	(3.602)	6.505
<b>Total</b>	<b>(5.781)</b>	<b>(16.301)</b>	<b>8.403</b>	<b>(13.679)</b>

**Ejercicio 2011**

	Miles de euros			
	01.01.2011	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2011
Cobertura de flujos de efectivo	(3.700)	(14.271)	9.727	(8.244)
Impuestos reconocidos en patrimonio	1.109	4.272	(2.918)	2.463
<b>Total</b>	<b>(2.591)</b>	<b>(9.999)</b>	<b>6.809</b>	<b>(5.781)</b>

**12. Beneficio por acción**

El beneficio básico por acción se determina dividiendo el resultado neto atribuido al Grupo en un ejercicio entre el número medio ponderado de las acciones en circulación durante ese ejercicio, excluido el número medio de las acciones propias mantenidas a lo largo del mismo.

De acuerdo con ello:

	2012	2011	Variación
Resultado neto del ejercicio (miles de euros)	379.508	364.643	4,1%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
<b>Beneficio básico por acción en euros</b>	<b>1,5897</b>	<b>1,5274</b>	<b>4,1%</b>

El beneficio por acción diluido se calcula como el cociente entre el resultado neto del período atribuible a los accionistas ordinarios, ajustados por el efecto atribuible a las acciones ordinarias potenciales con efecto dilución y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de la sociedad. Al no existir a 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coinciden.

**13. Provisiones y pasivos contingentes**

**13.1 Provisiones**

Los Administradores del Grupo Enagás consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

adicionales a los registrados. Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

Las actualizaciones financieras de las provisiones se registran con cargo al epígrafe "Gasto financiero" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo de este epígrafe de los Estados Financieros durante el ejercicio 2012 ha sido el siguiente:

Provisiones a largo plazo	01.01.2012	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Reclasificaciones	31.12.2012
Retribuciones al personal	-	668	-	-	-	668
Otras responsabilidades	6.513	774	-	(125)	-	7.162
Desmantelamiento	85.042	80.478	2.039	-	-	167.559
<b>Total a largo plazo</b>	<b>91.555</b>	<b>81.920</b>	<b>2.039</b>	<b>(125)</b>	<b>-</b>	<b>175.389</b>

#### *Retribuciones al personal*

Corresponde principalmente a las desvinculaciones de personal efectuadas durante el mes de diciembre de 2012 por importe de 250 miles de euros para cubrir las implicaciones económicas que se puedan derivar de la posible modificación normativa referente a la edad de acceso a la jubilación anticipada. Dicha eventualidad se ha plasmado contractualmente con 16 de los 29 empleados que han causado baja anticipada.

#### *Otras responsabilidades*

Las partidas más importantes de las dotaciones realizadas durante el ejercicio 2012 en concepto de provisión de otras responsabilidades corresponden principalmente a un a un litigio de Enagás S.A. con Acotel, S.A. por incumplimiento de pactos contractuales que asciende a 450 miles de euros, así como otras reclamaciones comerciales de menor cuantía de Enagás Transporte S.A. con las sociedades Shell e Iberdrola.

#### *Desmantelamiento*

La dotación del ejercicio 2012 se corresponde principalmente con la dotación de 78.787 miles de euros correspondientes a las provisiones de desmantelamiento de las Plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva. Las actualizaciones financieras de los costes de desmantelamiento del Almacenamiento Subterráneo de Yela, Gaviota y Serrablo propiedad de la sociedad Enagás Transporte S.A., así como las correspondientes a instalaciones propiedad de T.L.A. de Altamira CV y los de BBG se han incluido en la columna de actualizaciones (véase Nota 3.c).

### 13.2 Contingencias

Cabe destacar que existen los siguientes pasivos contingentes para el Grupo a 31 de diciembre de 2012:

- Expediente en vía administrativa con la Cámara de Comercio de Madrid por el recurso cameral sobre el Impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2007 y 2008, y expediente en contencioso administrativo por el recurso cameral sobre el impuesto sobre sociedades del ejercicio 2006.
- Expediente en vía contencioso-administrativa con el Ayuntamiento de Godella (Valencia) por la tasa de la licencia urbanística y el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras giradas por dicho ayuntamiento.
- Juicio ordinario por reclamación de daños extracontractuales ocasionados en la construcción de gasoductos.

**14. Pasivos financieros**

El saldo de las cuentas del epígrafe "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" al cierre del ejercicio 2012 y 2011 es el siguiente:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Débitos y partidas a pagar	2.700.438	2.610.164	1.818.427	695.043	11.224	13.894	4.530.089	3.319.101
Derivados	-	-	-	-	8.181	3.964	8.181	3.964
<b>Total</b>	<b>2.700.438</b>	<b>2.610.164</b>	<b>1.818.427</b>	<b>695.043</b>	<b>19.405</b>	<b>17.858</b>	<b>4.538.270</b>	<b>3.323.065</b>

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Débitos y partidas a pagar	286.884	622.218	270.607	975.767	1.879	3.706	559.370	1.601.691
Derivados	-	-	-	-	15.640	4.853	15.640	4.853
<b>Total</b>	<b>286.884</b>	<b>622.218</b>	<b>270.607</b>	<b>975.767</b>	<b>17.519</b>	<b>8.559</b>	<b>575.010</b>	<b>1.606.544</b>

El detalle por vencimientos de los Débitos y partidas a pagar así como el vencimiento de los Derivados es el siguiente:

**Ejercicio 2012**

	2013	2014	2015	2016	2017 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	270.607	10.000	498.813	399.800	909.814	2.089.034
Deudas con entidades de crédito	286.884	580.308	497.212	132.283	1.490.635	2.987.322
Derivados	15.640	4.074	2.593	252	1.262	23.821
Otros	1.879	6.307	1.091	1.091	2.735	13.103
<b>Total</b>	<b>575.010</b>	<b>600.689</b>	<b>999.709</b>	<b>533.426</b>	<b>2.404.446</b>	<b>5.113.280</b>

**Ejercicio 2011**

	2012	2013	2014	2015	2016 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	975.767	-	-	498.813	196.230	1.670.810
Deudas con entidades de crédito	622.218	464.628	455.321	122.211	1.568.004	3.232.382
Derivados	4.853	3.358	606	-	-	8.817
Otros	3.706	8.213	758	1.093	3.830	17.600
<b>Total</b>	<b>1.606.544</b>	<b>476.199</b>	<b>456.685</b>	<b>622.117</b>	<b>1.768.064</b>	<b>4.929.609</b>

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Derivados de cobertura	-	23.821	-	23.821
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>23.821</b>	<b>-</b>	<b>23.821</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

#### 14.1 Pasivos financieros no corrientes

A 31 de diciembre de 2012 el Grupo tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 642 millones de euros con un límite de 886 millones (524 millones de euros en el ejercicio 2011 con un límite de 711 millones) y se encuentra en proceso de renovación de las principales pólizas con vencimiento en 2013. Así mismo, tenía concedidos 110 millones de euros en préstamos no dispuestos (175 millones de euros en el ejercicio 2011).

En opinión de la Dirección, esta situación supone cobertura suficiente para las posibles necesidades de liquidez a corto plazo de acuerdo con los compromisos existentes a la fecha.

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2012 para los préstamos y obligaciones del Grupo ha sido del 2,122% sin coberturas ni comisiones y del 2,466% con coberturas y comisiones (2,41% y 2,69% respectivamente en 2011).

Los préstamos y créditos corrientes, pólizas corrientes del Grupo Enagás se encuentran denominados en euros y han devengado un tipo de interés anual medio en el ejercicio 2012 de 3,16%.

Los Administradores estiman que el valor del diferencial del valor de mercado de las deudas con entidades de crédito al 31 de diciembre de 2012, calculado mediante el descuento de los flujos de caja futuros, a los tipos de interés de mercado, asciende a 5.200 millones de euros (5.111 millones de euros en el ejercicio 2011). La curva de tipos de interés utilizada para dicho cálculo tiene en cuenta los riesgos asociados al sector así como la calidad crediticia del Grupo Enagás. La sensibilidad del mencionado valor de mercado ante fluctuaciones de los tipos de cambio y de interés es la siguiente:

	Millones de Euros	
	Variación tipos de interés	
	0,25%	-0,25%
Variación en el valor de la deuda	49,3	(49,9)

Dentro de Débitos y partidas a pagar, en la clase de "Derivados y otros", se recoge por un lado 824 miles de euros correspondientes a los ajustes previstos recogidos en el Acta de Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 1995 a 1998, actualizado a 31 de diciembre de 2012

Adicionalmente, se recoge el préstamo concedido por la Secretaría General de la Energía, el cual forma parte de las ayudas previstas en el Programa Nacional de la Energía que concede el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (2004-2007). Dicho préstamo está asociado al "Proyecto del Sistema de generación eléctrica en la Estación de Compresión de Almendralejo", que está llevando a cabo la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido es de 3.265 miles de euros, de los cuales 168 miles de euros se amortizaron en 2010, 467 miles de euros se amortizaron en 2011 y 466 miles de euros se han amortizado en el mes de diciembre de 2012; 1.698 miles de euros se encuentran a largo plazo y 466 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.

Asimismo, se incluye el préstamo con la Secretaría General de Industria, el cual forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de diseño y desarrollo de un banco de calibración de contadores de gas de alta presión", que está llevando a cabo la Sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido era de 1.100 miles de euros y en 2009 se reembolsó 204 miles de euros, tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida. En 2011 se amortizaron 57 miles de euros y en 2012 se han amortizado 128 miles de euros y a 31 de diciembre de 2012, 583 miles de euros se encuentran a largo plazo y 128 miles de euros están registrados a corto plazo.



Se incluyen también dentro de este epígrafe el préstamo con la Secretaría General de Energía, que forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de la Planta de Generación Eléctrica de Huelva", que está llevando a cabo la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido era de 3.598 miles de euros. En 2009 se reembolsó 108 miles de euros, tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida y en 2012 se ha reembolsado 13 miles de euros bajo el mismo concepto. En diciembre de 2012 se ha amortizado 22 miles euros y a 31 de diciembre de 2012 se encuentran a corto plazo 65 miles de euros y a largo plazo 3.390 miles de euros

En ambos préstamos el plazo de amortización es de diez años, con periodo de carencia de tres años, y un coste de 0,25%- coste de los avales presentados-.

Por último, en la clase de Derivados y otros, dentro de Débitos y partidas a pagar, la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. en el ejercicio 2012 ha pasado a reconocer un importe de 4.727 miles de euros como Proveedores de Inmovilizado a largo plazo.

Así mismo, dentro de la categoría de Derivados se han registrado los derivados de cobertura de flujos de efectivo contratados por la compañía para los periodos 2010-2015.

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2012 cabe destacar:

- Formalización de 175 millones de euros correspondientes al Tramo E del préstamo de 1.000 millones del BEI, bajo la modalidad de riesgo corporativo.
- Formalización de un préstamo con Banco Sabadell por importe de 150 millones de euros y vencimiento en 2015.
- Renovación del préstamo con Santander por importe de 100 millones de euros hasta 2014
- Formalización de una póliza de crédito con JP Morgan por importe de 50 millones de euros y vencimiento en 2014
- Renovación y ampliación del préstamo con Mediobanca por importe de 225 millones de euros y vencimiento en 2015.
- Renovación y ampliación de la póliza de crédito de BBVA por importe total de 290 millones de euros y vencimiento en 2014.
- Formalización de una nueva póliza con Societe Generale de 75 millones de euros con vencimiento en 2014

Adicionalmente, Enagás Financiaciones, SAU ha formalizado un programa EMTN por importe máximo de 2.000 millones de euros listado en la Bolsa de Luxemburgo el 8 de mayo de 2012. Las emisiones llevadas a cabo por Enagás Financiaciones bajo este Programa a lo largo del 2012 han sido las siguientes:

- Bono de 500 millones de euros el 5 de octubre de 2012 a 5 años con un cupón anual de 4,25% y Tap de 250 millones emitido el 22 de octubre de 2012 con la garantía solidaria de Enagás, S.A. y Enagás Transporte, SAU. Los fondos de estas dos emisiones se destinarán a la financiación de la actividad regulada de Enagás Transporte mediante préstamos intragrupo a esta Sociedad.
- Dos emisiones privadas realizadas el 31 de octubre y el 3 de diciembre de 2012 de 10 y 400 millones de euros a 2 y 4 años respectivamente con la garantía de Enagás, S.A.. Los fondos de dichas emisiones se han utilizado para financiar la actividad ordinaria de Enagás, S.A. mediante la formalización de préstamos intragrupo.

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

- El 21 de diciembre de 2012 se cerró una nueva emisión privada de 10 millones de euros a 8 años con la garantía de Enagas, S.A. que se desembolsará el 15 de enero de 2013. Los fondos de dicha emisión se destinarán a la financiación de la actividad ordinaria de Enagas, S.A. mediante la formalización de préstamos intragrupo.

Adicionalmente, en mayo de 2012 Enagás, S.A. renovó el programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe máximo de €1.000 millones inscrito en la Irish Stock Exchange en 2011. Banesto es el arranger (coordinador de la operación) del programa, entidad que junto con 9 bancos más, actúan como dealers (intermediarios) designados. A 31 de diciembre de 2012 el saldo dispuesto del programa es de 246 millones de euros.

#### 14.2 Pasivos financieros corrientes

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2012 cabe destacar:

- Renovación de la póliza de crédito con Banesto por importe de 50 millones de euros con vencimiento en 2013.
- Renovación de las pólizas de crédito con Banco Sabadell y Kutxabank por importes de 6 y 25 millones de euros respectivamente y vencimiento en 2013.
- Formalización de dos pólizas de crédito por un total de 40 millones con Caixabank, las cuales tienen vencimiento en 2013
- Renovación de la póliza de crédito de Banco Santander de 100 millones de euros y vencimiento en 2013.

Dentro de Débitos y partidas a pagar, en la clase "Derivados y otros", se han incluido:

- Intereses de deudas con entidades de crédito vinculadas por importe de 78 miles de euros en el ejercicio 2012 (227 miles de euros en el ejercicio 2011).
- Deudas a corto plazo con la Secretaría General de la Energía y Secretaría General de Industria por 660 miles de euros (617 miles de euros en 2011) (véase Nota 14.1).
- La cantidad a corto plazo del préstamo que la filial Gasoducto Al-Andalus, S.A. adeuda a Galp Gas Natural por un importe de 1.483 miles de euros (3.115 miles de euros en 2011)
- Otras partidas pendientes de aplicación de (342) miles de euros ((253) miles de euros en el ejercicio 2011).

#### 15. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Miles de Euros	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A.	Canon Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Conexiones a la Red Básica	Total
Saldo al 1 de enero de 2011	9.502	21.554	48.034	79.090
Altas	-	-	2.501	2.501
Bajas/Imputación a resultados	(950)	(2.155)	(2.497)	(5.602)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	8.552	19.399	48.038	75.989
Altas	-	-	3.457	3.457
Bajas/Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(1.800)	(4.906)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	7.602	17.243	49.695	74.540

Los importes referidos al canon de las sociedades filiales Gasoducto de Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Andalus, S.A., corresponden a los saldos pendientes de aplicación de los contratos firmados con dichas filiales en concepto de "derecho de transporte de gas" consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás Transporte, S.A.U. en dichas sociedades.

La sociedad Enagás Transporte, S.A.U. sigue un criterio de imputación y registro de dichos ingresos basado en la periodificación lineal de los mismos hasta el año 2020 en el que vence el contrato de transporte (véase nota 3-n.).

Durante el ejercicio 2006 se procedió a reconocer la periodificación de los ingresos por conexiones a la Red Básica.

## **16 Política de gestión de riesgos y capital**

### **16.1 Información cualitativa.**

El Grupo Enagás está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Los principios básicos definidos por el Grupo Enagás en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos más significativos son los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - a) Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - b) Criterios sobre contrapartes.
  - c) Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Los límites de los negocios y áreas corporativas son aprobados por sus respectivos Comités de Riesgo y, cuando no existieran, por el Comité de Riesgos de Enagás.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos del Grupo.

A continuación se indican los principales riesgos financieros que impactan al Grupo:

#### Riesgo de crédito

El Grupo no tiene riesgo de crédito significativo ya que el período medio de cobro a clientes es muy reducido y las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan con entidades de elevada solvencia.

Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo Enagás y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

**16.2 Información cuantitativa.**

a) Riesgo de tipo de interés:

	2012	2011
Porcentaje de deuda financiera referenciada a tipos protegidos	82%	71%

Teniendo en consideración estos porcentajes de deuda financiera referenciada a tipo fijo, y realizando un análisis de sensibilidad a variaciones de un punto porcentual en los tipos de interés de mercado, el Grupo considera que, según sus estimaciones, el impacto en resultados de esta variación sobre el coste financiero de la deuda referenciada a tipos variables podría ascender aproximadamente a:

	Millones de euros	
	Variación tipos de interés	
	1,00%	-1,00%
Variación en gasto financiero	6,55	(6,55)

Por otro lado, en relación a la deuda financiera referenciada a tipo variable, la estimación del impacto en patrimonio neto de los derivados contratados por similares variaciones en el tipo de mercado no implicarían variaciones significativas a lo largo del ejercicio 2013.

**16.3 Gestión de capital.**

El Grupo, considerando que lleva a cabo una actividad intensiva en capital e inversión en infraestructuras dentro de un entorno regulado, mantiene una gestión de capital a nivel corporativo enfocada a conseguir una estructura financiera que optimice el coste para mantener una sólida posición financiera. Para ello, sin estar sujeta a requisitos externos de capital, se busca en todo momento un acceso a los mercados financieros al coste más competitivo posible para cubrir las posibles necesidades de financiación del plan de inversiones sin que ello suponga una modificación de la política de dividendos del Grupo.

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

Durante el ejercicio 2012 no se han producido cambios en la gestión del capital respecto al ejercicio 2011. En su conjunto, la Estructura financiera del Grupo está formada por el patrimonio atribuido a los accionistas de la sociedad dominante (comprende capital, prima de emisión, resultados acumulados y otros) la deuda financiera, y el efectivo y otros activos líquidos. En este sentido, el Grupo aporta en las Notas 14 a 16 los aspectos cuantitativos relacionados con la totalidad de la deuda y pasivos que gestiona que forman su estructura financiera, junto con las políticas de gestión de los riesgos asociados a la misma. En dichas notas se especifican las características de la mencionada posición financiera así como la situación de solidez, objetivo de la política de gestión del capital mencionada en el párrafo inicial de este apartado. Así mismo, dichas notas se completan indicando el nivel de los ratings crediticios de las principales agencias (véase Nota 31). El seguimiento de dichos ratings es una de las medidas utilizadas para tomar las decisiones oportunas.

**17. Instrumentos financieros derivados**

El Grupo Enagás utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos a los que se encuentran expuestas sus actividades, operaciones y flujos de efectivo futuros. En el marco de dichas operaciones, Enagás Transporte S.A.U. ha contratado determinados swaps de tipo de interés (IRS) en condiciones de mercado durante 2012 (en miles de euros):

Denominación	Contratación	Importe contratado	Tipo	Inicio	Vencimiento
Swap tipo de interés	marzo-12	200.000	Variable a fijo	junio-12	junio-2015
Swap tipo de interés	mayo-2012	250.000	Variable a fijo	noviembre-2012	agosto-2013
<b>Total</b>		<b>450.000</b>			

El Grupo ha cumplido con los requisitos detallados en la nota 3.h sobre normas de valoración para poder clasificar los instrumentos financieros como cobertura. En concreto, han sido designados formalmente como tales, y se ha verificado que la cobertura resulta eficaz.

El importe notional y/o contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo real asumido por el Grupo Enagás, ya que la posición neta en estos instrumentos financieros resulta de la compensación y/o combinación de los mismos.

El valor razonable a 31 de diciembre de 2012 y 2011 de dichos derivados de cobertura es:

**Ejercicio 2012**

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado (miles)	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
						Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	junio - 2015	-	4.294
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre - 2039	12.446	-
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	250.000	Euros	agosto - 2013	-	755
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	250.000	Euros	agosto - 2013	-	2.350
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	130.000	Euros	noviembre - 2014	-	3.875
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	190.000	Euros	abril - 2014	-	3.492
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	enero - 2014	-	3.822
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre - 2014	-	3.215
Swap tipo de Interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	79.360	Dólares	septiembre - 2017	-	202
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	133.240	Dólares	septiembre - 2021	-	1.816
<b>Total</b>						<b>12.446</b>	<b>23.821</b>

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

**Ejercicio 2011**

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado (miles)	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
						Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	250.000	Euros	noviembre-2012	-	1.952
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	51.985	-
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	250.000	Euros	agosto-2013	36	1.299
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	noviembre-2014	-	1.548
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	abril-2014	-	1.411
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	enero-2014	-	2.336
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre 2014	86	175
<b>Total</b>						<b>52.107</b>	<b>8.721</b>

Al cierre del ejercicio 2012 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo (Swap tipo de interés) ascendió a (12.005) miles de euros.

En relación con las coberturas de flujo de efectivo, el detalle según ejercicio en que se producen los flujos de los mismos es el siguiente:

Importe contratado (miles)	Moneda	Vencimiento	Total (miles de euros)	2013	2014	2015 y siguientes
200.000	Euros	junio - 2015	4.294	1.952	1.713	629
250.000	Euros	agosto - 2013	755	755	-	-
250.000	Euros	agosto - 2013	2.350	2.350	-	-
130.000	Euros	noviembre - 2014	3.875	2.110	1.765	-
190.000	Euros	abril - 2014	3.492	2.399	1.093	-
200.000	Euros	enero - 2014	3.822	3.822	-	-
150.000	Euros	diciembre - 2014	3.215	1.692	1.523	-
79.360	Dólares	septiembre - 2017	202	36	72	94
133.240	Dólares	septiembre - 2021	1.816	524	469	823
<b>Total</b>			<b>23.821</b>	<b>15.640</b>	<b>6.635</b>	<b>1.546</b>

Para las coberturas de valor razonable el desglose de las pérdidas y ganancias del instrumento de cobertura y de la partida cubierta es el siguiente (en miles de euros):

Pérdida	Ganancia	Resultado Neto
39.467	39.467	-

**18. Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar**

El detalle del epígrafe Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar es el siguiente:

	31.12.2012	31.12.2011
Deudas con empresas del Grupo	1.053	851
Resto de proveedores	243.869	341.121
Otros acreeedores	5.334	4.741
Pasivo por impuesto corriente (ver Nota 20.2)	43.164	19.739
<b>Total</b>	<b>293.420</b>	<b>366.452</b>

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012 Grupo Enagás.-

El saldo de Deudas con empresas del Grupo corresponde a los servicios de transporte de gas, pendientes de pago a la fecha, consolidados proporcionalmente, que las sociedades filiales prestan a la sociedad Enagás Transporte, S.A.U.

Por otro lado, el saldo de "Proveedores" corresponde a la deuda por las compras de materiales y servicios prestados por los distintos proveedores del Grupo, los cuales están registrados principalmente en Otros gastos de explotación y en Activos no corrientes.

Con la entrada en vigor de la Ley 15/2010 por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, el Grupo Enagás modificó las cláusulas contractuales de los plazos de pago en sus operaciones comerciales adecuándolas a lo estipulado.

El detalle de la información requerida por la Disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio es el siguiente:

	Pagos realizados y pendientes de pago en la fecha de cierre del ejercicio	
	2012	
	Importe	%
Realizados dentro del plazo máximo legal	395.118	52%
Resto	369.598	48%
<b>Total pagos del ejercicio</b>	<b>764.716</b>	<b>100%</b>
PMPE (días) de pagos	12,02	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	7.570	

Los datos expuestos en el cuadro anterior sobre pagos a proveedores hacen referencia a aquellos que por su naturaleza son acreedores comerciales por deudas con suministradores de bienes y servicios, de modo que incluyen los datos relativos a las partidas "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del pasivo corriente del balance de situación.

El plazo medio ponderado excedido (PMPE) de pagos se ha calculado como el cociente formado en el numerador por el sumatorio de los productos de cada uno de los pagos a proveedores realizados en el ejercicio con un aplazamiento superior al respectivo plazo legal de pago y el número de días de aplazamiento excedido del respectivo plazo, y en el denominador por el importe total de los pagos realizados en el ejercicio con un aplazamiento superior al plazo legal de pago.

En el apartado "aplazamientos que sobrepasan el plazo máximo legal", cuyo monto asciende a 7.570 miles de euros (14.376 miles de euros en el ejercicio 2011), hay que tener en cuenta que la cantidad de 1.034 miles de euros (3.689 miles de euros en el ejercicio 2011) es debida a pagos bloqueados por el Grupo, al no haber cumplido el proveedor alguno de los requisitos contractuales, tratarse de retenciones de garantía no vencidas o ser cantidades retenidas judicialmente.

El plazo máximo legal de pago aplicable a las sociedades del Grupo Enagás en el ejercicio 2012 según la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, es de aproximadamente 60 días; en la obtención de datos para calcular el aplazamiento que sobrepasa el plazo máximo legal, hemos incluido todo aquel documento no pagado de acuerdo con las condiciones contractuales, incluyendo aquellas por las que se establecen pagos por debajo de ese máximo legal.

### 19. Planes de aportación definida

El Grupo mantiene planes de pensiones de aportación definida que cubre los compromisos adquiridos con el personal activo afectado. Los activos afectos a los planes se mantienen separados de los activos del Grupo en fondos bajo el control de fiduciarios. Si un empleado causa baja en un plan antes del pleno

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

devengo de las aportaciones, el importe a pagar por el Grupo se verá reducido por el importe de las aportaciones perdidas.

Las aportaciones realizadas por el Grupo al Plan de Pensiones por este concepto han ascendido a 2.355 miles de euros en el ejercicio 2012 (2.220 miles de euros en el ejercicio 2011), que se encuentran registrados en el epígrafe "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

#### **20. Situación fiscal**

##### **20.1 Declaración fiscal**

Tanto la sociedad matriz, Enagás, S.A., como las sociedades con domicilio fiscal en España del Grupo tributan en régimen de declaración individual.

##### **20.2 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal**

Los saldos deudores y acreedores con Administraciones Públicas, a 31 de diciembre, son los siguientes:

	Miles de Euros	
	2012	2011
<b>Saldos Deudores:</b>		
Impuesto sobre el Valor Añadido	37.393	23.457
Impuesto sobre las ganancias	20.574	60.249
<b>Total</b>	<b>57.967</b>	<b>83.706</b>
<b>Saldos Acreedores:</b>		
Impuesto sobre las ganancias	16.862	3.863
Impuesto sobre el Valor Añadido	-	-
Otros	26.302	15.876
<b>Total</b>	<b>43.164</b>	<b>19.739</b>

Cabe destacar que la cuota diferencial del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012 es negativa por lo que el Grupo no ha registrado ningún pasivo por este concepto con la Administración Pública en dicho ejercicio (véanse Notas 20.3 y 20.7).

Al cierre del ejercicio 2012 se habían pagado 110.940 miles de euros (33.879 miles de euros en el ejercicio 2011) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por Impuesto sobre Sociedades.

El saldo del epígrafe Hacienda Pública deudora corresponde básicamente al saldo pendiente de devolución del Impuesto sobre el Valor Añadido, así como el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2011.

##### **20.3 Conciliación del resultado contable y base imponible fiscal**

La conciliación entre el resultado contable y la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

**Ejercicio 2012**

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>542.731</b>		<b>542.731</b>
<b>Diferencias permanentes:</b>			
Exención doble imposición	-	-	-
Otros (multas e impuestos extranjeros)	334	-	334
Donativos	804	-	804
<b>Diferencias temporales:</b>			
Con origen en el ejercicio:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	-	-	-
Libertad de amortización Ley 4/2008 y 13/2010	-	(159.034)	(159.034)
Subvenciones de capital	-	-	-
Provisión retribuciones al personal	4.420	-	4.420
Provisiones de inmovilizado	-	-	-
Provisiones de litigios	12.600	-	12.600
Provisiones para riesgos y gastos	-	-	-
Otros	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	-	-	-
Libertad de amortización Ley 4/2008 y 13/2010	49.466	-	49.466
Subvenciones de capital	-	-	-
Provisión retribuciones al personal	-	-	-
Provisiones de inmovilizado	-	-	-
Provisiones de litigios	-	-	-
Provisiones para riesgos y gastos	23	(5.050)	(5.027)
Otros	-	-	-
Compensación de bases imponibles negativas de ejercicios anteriores	-	-	-
<b>Base imponible fiscal</b>	<b>610.378</b>	<b>(164.084)</b>	<b>446.294</b>

**Ejercicio 2011**

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>520.329</b>		<b>520.329</b>
<b>Diferencias permanentes:</b>			
Exención doble imposición	-	-	-
Otros (multas e impuestos extranjeros)	1.030	-	1.030
Donativos	1.795	-	1.795
<b>Diferencias temporales:</b>			
Con origen en el ejercicio:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	-	-	-
Libertad de amortización Ley 4/2008 y 13/2010	-	(462.103)	(462.103)
Subvenciones de capital	-	-	-
Provisión retribuciones al personal	1.344	-	1.344
Provisiones de inmovilizado	-	-	-
Provisiones de litigios	3.166	-	3.166
Provisiones para riesgos y gastos	-	-	-
Otros	4.890	-	4.890
Con origen en ejercicios anteriores:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	-	-	-
Libertad de amortización Ley 4/2008 y 13/2010	31.594	-	31.594
Subvenciones de capital	-	(359)	(359)
Provisión retribuciones al personal	-	-	-
Provisiones de inmovilizado	-	(696)	(696)
Provisiones de litigios	-	-	-
Provisiones para riesgos y gastos	-	(5.250)	(5.250)
Otros	23	-	23
Compensación de bases imponibles negativas de ejercicios anteriores	-	-	-
<b>Base imponible fiscal</b>	<b>564.171</b>	<b>(468.408)</b>	<b>95.763</b>

**20.4 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto**

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2012 y 2011 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

**Ejercicio 2012**

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
<b>Por impuesto corriente:</b>			
<b>Total impuesto corriente</b>	-	-	-
<b>Por impuesto diferido:</b>			
Con origen en el ejercicio:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	20.061	(17.026)	3.035
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	-	-	-
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
<b>Total impuesto diferido</b>	<b>20.061</b>	<b>(17.026)</b>	<b>3.035</b>
<b>Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio</b>	<b>20.061</b>	<b>(17.026)</b>	<b>3.035</b>

**Ejercicio 2011**

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
<b>Por impuesto corriente:</b>			
<b>Total impuesto corriente</b>	-	-	-
<b>Por impuesto diferido:</b>			
Con origen en el ejercicio:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	34.729	(33.375)	1.354
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	-	-	-
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
<b>Total impuesto diferido</b>	<b>34.729</b>	<b>(33.375)</b>	<b>1.354</b>
<b>Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio</b>	<b>34.729</b>	<b>(33.375)</b>	<b>1.354</b>

**20.5 Conciliación entre resultado contable y gasto por impuesto sobre sociedades**

La conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012  
Grupo Enagás.-

	2012	2011
Resultado contable antes de impuestos	542.731	520.329
Cuota al 30%	162.819	156.099
Impacto diferencias permanentes	341	848
Deducciones:		
Por doble imposición	(87.092)	(3.109)
Por inversión en gastos de I+D+i	(1.584)	(1.392)
Por gastos en formación	(4)	(19)
Por contribuciones al fondo de pensiones	-	-
Por donativos	(250)	(628)
Total Deducciones	(88.930)	(5.148)
Efecto de la aplicación de distintos tipos impositivos	369	1.026
Efecto de la eliminación de consolidación contra patrimonio	88.643	3.039
Ajustes a la imposición sobre beneficios	(19)	(178)
Total gasto por impuesto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias	163.223	155.686

20.6 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2012 y 2011 es el siguiente:

Ejercicio 2012

	Enagás, S.A.	Enagás Transporte S.A.	Enagás GTS S.A.	Enagás Internacional	Enagás Financiaciones S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	Enagás Altamira, S.L.	Grupo Altamira	Total
Impuesto corriente:											
Por operaciones continuadas	10.564	(136.358)	1.400	62	32	(1.908)	(3.130)	(1.054)	(235)	(4.345)	(133.970)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:											
Por operaciones continuadas	(10.542)	(16.901)	171	-	-	-	-	-	-	-	(29.272)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:											
Por operaciones continuadas	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	41	(154.257)	1.571	62	32	(1.908)	(3.130)	(1.054)	(235)	(4.345)	(163.223)

Ejercicio 2011

	Enagás, S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	Grupo Enagás Altamira	Total
Impuesto corriente:						
Por operaciones continuadas	(19.254)	(2.954)	(1.999)	(1.091)	(2.323)	(27.621)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:						
Por operaciones continuadas	(128.242)	-	-	-	-	(128.242)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:						
Por operaciones continuadas	177	-	-	-	-	177
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	(147.319)	(2.954)	(1.999)	(1.091)	(2.323)	(155.686)

**20.7 Activos y Pasivos por impuesto diferido**

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2012 y 2011 son los siguientes:

	2012	2011
<b>Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):</b>		
Subvenciones de capital y otras	1.698	688
Provisión por retribuciones al personal	4.883	3.742
Provisión inmovilizado	4.467	2.131
Provisiones litigios	2.239	2.001
Derivados	9.979	3.325
Otros	4.923	3.922
<b>Bases imponibles negativas</b>	<b>744</b>	-
<b>Deducciones pendientes y otros</b>	<b>13.030</b>	<b>13.596</b>
<b>Total activos por impuesto diferido</b>	<b>41.963</b>	<b>29.405</b>

	2012	2011
<b>Pasivos por impuesto diferido:</b>		
Amortización acelerada	427	427
Libertad de amortización	403.717	370.847
Derivados	4.476	889
Otros	13.394	14.632
<b>Total pasivos por impuesto diferido</b>	<b>422.014</b>	<b>386.795</b>

Los activos por impuesto diferido han sido registrados en el balance de situación por considerar los Administradores del Grupo que, conforme a la mejor estimación sobre los resultados futuros, incluyendo determinadas actuaciones de planificación fiscal, es probable que dichos activos sean recuperados.

Dentro de los Activos por Impuesto diferido el epígrafe "Deducciones pendientes y otros" recoge las deducciones por inversión en activos fijos nuevos de la sociedad Bahía de Bizkaia Gas, S.L..

El Grupo no tiene activos por impuesto diferido no registrados en el balance de situación consolidado.

Cabe mencionar que durante los ejercicios 2009 y 2010 la sociedad Enagás, S.A. se acogió al incentivo fiscal de libertad de amortización con mantenimiento de empleo establecido en la Ley 4/2008 de 23 de diciembre. Dicha Ley establece la amortización libre sin límite máximo de determinados elementos patrimoniales que se pongan a disposición del sujeto pasivo durante los años 2009 y 2010 siempre que la plantilla media de la entidad se mantenga, durante los 24 meses siguientes al inicio del periodo impositivo en que los elementos patrimoniales adquiridos entren en funcionamiento, respecto a la plantilla media de los doce meses anteriores.

Así mismo, durante el ejercicio 2012 y 2011, el Grupo Enagás se ha acogido al incentivo fiscal de libertad de amortización establecido en el Real Decreto Ley 13/2010 de 3 de diciembre en el que se prorroga el régimen de libertad de amortización para las inversiones nuevas del activo fijo que se afecten a actividades económicas sin condicionarlo al mantenimiento del empleo.

El Real Decreto Ley 12/2012, de 30 de marzo, introdujo ciertas modificaciones en relación con los incentivos fiscales anteriormente citados. Dichas modificaciones han sido tenidas en cuenta por el Grupo Enagás para el cálculo del incentivo por la libertad de amortización aplicado en el ejercicio 2012.

Como consecuencia de lo anterior, el impuesto diferido creado por el Grupo Enagás en el ejercicio 2012 por este concepto ha sido de 32.870 miles de euros, equivalentes a 109.567 miles de euros en base (138.631 miles de euros equivalentes 462.103 miles de euros en base en el ejercicio 2011).

**20.8 Ejercicios pendientes de comprobación y actuaciones inspectoras**

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de cuatro años.

Cabe destacar que durante el ejercicio 2012 el Grupo Enagás tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2008 a 2012 para los impuestos que le son aplicables, excepto la comprobación del IVA a la Importación y Tarifa Exterior Común que están pendientes los ejercicios 2010, 2011 y 2012.

Los Administradores del Grupo consideran que se han practicado adecuadamente las liquidaciones de los mencionados impuestos, por lo que, aún en caso de que surgieran discrepancias en la interpretación normativa vigente por el tratamiento fiscal otorgado a las operaciones, los eventuales pasivos resultantes, en caso de materializarse, no afectarían de manera significativa a las cuentas anuales consolidadas adjuntas.

**21. Ingresos**

El desglose de los ingresos del Grupo en los ejercicios 2012 y 2011 se desglosa a continuación:

Miles de Euros	31.12.2012	31.12.2011
<b>Importe neto de la cifra de negocios</b>	<b>1.180.059</b>	<b>1.118.443</b>
Ingresos por actividades reguladas	1.140.355	1.096.280
Ingresos por actividades no reguladas	39.704	22.163
<b>Otros Ingresos</b>	<b>18.349</b>	<b>18.590</b>
Ventas de materiales	-	-
Ingresos accesorios y de gestión corriente	18.273	18.483
Subvenciones	76	107
<b>Total</b>	<b>1.198.408</b>	<b>1.137.033</b>

En cuanto a las Prestaciones de servicios, básicamente son ingresos de la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. por actividades reguladas, e ingresos del resto de Sociedades por actividades no reguladas. Estas prestaciones de servicios se distribuyen como sigue:

Miles de Euros	31.12.2012	31.12.2011
<b>Actividades reguladas:</b>		
Enagás, S.A.	-	1.074.082
Enagás Transporte, S.A.U.	1.106.819	-
Enagás GTS, S.A.U.	11.789	-
Bahía de Bizkaia Gas, S.A.	21.747	22.198
<b>Actividades no reguladas:</b>		
Enagás, S.A.	617	-
Gasod. Al-Andalus, S.A.	7.508	7.508
Gasod. de Extremadura, S.A.	5.845	5.845
Enagás-Altamira, S.L.	209	-
Grupo Altamira C.V.	25.525	8.810
<b>Total</b>	<b>1.180.059</b>	<b>1.118.443</b>

Tal y como se ha indicado en la Nota 2.4, durante el ejercicio 2012 se ha producido la segregación societaria del Grupo Enagás, siendo el ingreso correspondiente a las actividades reguladas que anteriormente registraba Enagás S.A. realizado por las sociedades del Grupo Enagás Transporte S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U. en el ejercicio 2012.

**22. Gastos**

El análisis de los gastos del Grupo se desglosa a continuación:

	Miles de Euros	
	31.12.2012	31.12.2011
Gastos de personal	78.987	66.958
Otros gastos de explotación	185.114	202.281
<b>Total</b>	<b>264.101</b>	<b>269.239</b>

**22.1 Gastos de personal**

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2012	31.12.2011
Sueldos y salarios	65.157	59.608
Indemnizaciones	3.166	1.253
Seguridad Social	14.098	12.762
Otros gastos de personal	9.391	6.752
Aportaciones a fondos de pensiones externos	2.355	2.220
Trabajos para el inmovilizado	(15.180)	(15.637)
<b>Total</b>	<b>78.987</b>	<b>66.958</b>

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 15.180 miles de euros a 31 de diciembre de 2012 y 15.637 miles de euros a 31 de diciembre de 2011 (véase Nota 6).

Cabe destacar que en el ejercicio 2012 se ha procedido a efectuar un plan de adecuación de la plantilla que culminó con la realización de 29 prejubilaciones entre el colectivo que tuviera 62 o más años.

El número medio de empleados del Grupo, distribuido por grupos profesionales, es el siguiente:

Categorías	2012	2011
Directivos	68	63
Técnicos	568	517
Administrativos	134	126
Operarios	424	360
<b>Total</b>	<b>1.194</b>	<b>1.066</b>

A 31 de diciembre de 2012 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.178 empleados (1.126 empleados en 2011) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2012		2011	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	57	11	55	9
Técnicos	417	142	404	135
Administrativos	33	98	34	95
Operarios	408	12	380	14
<b>Total</b>	<b>915</b>	<b>263</b>	<b>873</b>	<b>253</b>

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2012 y 2011 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2012	2011
Directivos	-	1
Técnicos	9	7
Administrativos	-	-
Operarios	8	6
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>14</b>

## 22.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe es el siguiente:

	miles de euros	
	31.12.2012	31.12.2011
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	1.641	1.797
Arrendamientos y cánones	43.811	38.487
Reparación y conservación	35.393	33.309
Servicios profesionales independientes	18.688	21.535
Transportes	10.291	3.770
Primas de seguros	4.203	3.992
Servicios bancarios y similares	131	7
Publicidad, propaganda y rr.pp	2.966	3.955
Suministros	25.118	22.558
Otros servicios	18.301	58.937
<b>Servicios exteriores</b>	<b>160.543</b>	<b>188.347</b>
<b>Tributos</b>	<b>15.050</b>	<b>6.884</b>
<b>Otros Gastos Externos</b>	<b>9.235</b>	<b>9.244</b>
<b>Variación de las provisiones de tráfico</b>	<b>286</b>	<b>(2.194)</b>
<b>Total Otros Gastos de Explotación</b>	<b>185.114</b>	<b>202.281</b>

## 22.3 Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por las entidades consolidadas por las auditorías de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. En el ejercicio 2012, estos gastos ascendieron a 1.572 miles de euros (1.783 miles de euros en el ejercicio 2011) según el siguiente detalle:

Categorías	2012		2011	
	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo
Servicios de auditoría (1)	470	71	226	10
Otros servicios de verificación (2)	823	-	1.064	-
<b>Total servicios de auditoría y relacionados</b>	<b>1.293</b>	<b>71</b>	<b>1.290</b>	<b>10</b>
Otros servicios	208	-	483	-
<b>Total servicios profesionales</b>	<b>208</b>	<b>-</b>	<b>483</b>	<b>-</b>

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

(1) **Servicios de Auditoría:** Dentro de este apartado se incluyen los servicios prestados para la realización de las auditorías estatutarias de las cuentas anuales del Grupo por importe de 272 miles de euros y 202 miles de euros en los ejercicios 2012 y 2011, respectivamente, así como los trabajos de revisión limitada de los estados financieros consolidados intermedios y trimestrales.

(2) **Otros servicios de verificación relacionados con auditoría:** Dicho importe corresponde en su práctica totalidad a los trabajos necesarios para la revisión de la efectividad de los sistemas de control interno, otros trabajos de revisión realizados en relación a información a entregar a Organismos Reguladores, principalmente, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la Comisión Nacional de Energía, y los trabajos de revisión asociados a las operaciones corporativas acometidas durante el ejercicio 2012 por el Grupo Enagás.

### 23. Resultado financiero neto

El desglose del epígrafe "Resultado financiero neto" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta es el siguiente:

	31.12.2012	31.12.2011
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	703	(129)
Ingresos de terceros	37.267	34.103
<b>Ingresos financieros</b>	<b>37.970</b>	<b>33.974</b>
Gastos financieros y gastos asimilados	(7.137)	(1.478)
Intereses de préstamos	(101.822)	(97.365)
Rendimientos atribuibles a las provisiones	(2.039)	(416)
<b>Gastos financieros</b>	<b>(110.998)</b>	<b>(99.259)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(3.657)</b>	<b>(333)</b>
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>(76.685)</b>	<b>(65.618)</b>

El Grupo ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 20.959 miles de euros a 31 de diciembre de 2012 y 26.092 miles de euros a 31 de diciembre de 2011 (véase Nota 6).

### 24. Segmentos de negocio y geográficos

#### 24.1 Criterios de segmentación

La información por segmentos se estructura en función de las distintas líneas de negocio del Grupo (segmentos principales de negocio). El Grupo identifica sus segmentos operativos en base a los informes internos sobre los componentes del Grupo que son base de revisión, discusión y evaluación regular en el proceso de toma de decisiones.

#### 24.2 Segmentos según información geográfica.

La distribución del importe neto de la cifra de negocios correspondiente a los ejercicios 2012 y 2011 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:

Importe neto de la cifra de negocios	31.12.2012	31.12.2011
Europa	1.154.534	1.109.632
América del Sur	25.525	8.811
<b>Total</b>	<b>1.180.059</b>	<b>1.118.443</b>

### **24.3 Segmentos principales de negocio**

Las líneas de negocio que se describen seguidamente se han establecido tomando como base la clasificación contenida en la Ley de Hidrocarburos 34/1998 de 7 de octubre y de acuerdo a la estructura organizativa del Grupo Enagás que tiene en cuenta la naturaleza de servicios y productos ofrecidos

#### **a) Actividad de Infraestructuras (incluye transporte, regasificación y almacenamiento de gas):**

- **Transporte de gas:** actividad principal que consiste en la vehiculización de gas a través de su red de transporte, formada por gasoductos de transporte primario (con presiones máximas de diseño igual o superior a 60 bares) y secundario de gas (con presiones máximas de diseño entre 60 bares y 16 bares) hasta los puntos de distribución, como propietaria de la mayor parte de la red de transporte de gas en España.
- **Regasificación:** El gas se transporta desde los países productores en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido (GNL) y se descarga en las plantas de regasificación donde queda almacenado en tanques criogénicos. En estas instalaciones, mediante un proceso físico para el cual normalmente se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta la temperatura del gas natural licuado y, de este modo, se transforma a estado gaseoso. El gas natural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la Península.
- **Almacenamiento:** el Grupo Enagás opera dos almacenamientos subterráneos: Serrablo, situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), y Gaviota (almacenamiento off-shore) situado cerca de Bermeo (Vizcaya).

#### **b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema**

El Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2011 el desarrollo de las funciones encomendadas en el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio y en el R.D. 949/2001 de 3 de agosto, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

#### **c) Actividades no reguladas**

Se refiere a todas aquellas actividades no reguladas así como a aquellas transacciones relacionadas con las sociedades internacionales del Grupo.

### **24.4 Bases y metodología de la información por segmentos de negocio**

La información por segmentos que se expone seguidamente se basa en los informes mensuales elaborados por la Dirección General Económico Financiera y se genera mediante una aplicación informática consistente en desagregar los estados financieros por actividades.

La estructura de esta información está diseñada como si cada línea de negocio se tratara de un negocio autónomo y dispusiera de recursos propios independientes que se distribuyen en función de los activos asignados a cada línea conforme a un sistema interno de distribución porcentual de costes.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades:

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	Miles de euros									
	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas		Ajustes		Total Grupo	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Ingresos de explotación	1.088.690	1.088.484	4.429	11.455	172.891	57.142	(87.601)	(48)	1.198.409	1.137.033
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(292.585)	(281.711)	(2.494)	(4.791)	(20.795)	(13.098)	-	-	(315.874)	(299.598)
Resultado de Explotación	615.028	550.881	(5.280)	(7.290)	9.560	42.424	(981)	(48)	618.447	585.947
Ingresos Financieros	3.826	22.495	648	-	37.154	11.479	(3.658)	-	37.970	33.974
Gastos Financieros	(87.405)	(96.375)	(607)	(903)	(30.301)	(1.981)	3.658	-	(114.655)	(99.259)
Impuesto sobre beneficios	(180.604)	(151.497)	1.570	2.385	(4.448)	(6.589)	258	14	(163.222)	(156.687)
Resultado después de impuestos	374.503	348.485	(3.670)	(5.807)	9.278	21.999	(803)	(34)	379.508	364.643
<b>BALANCE DE SITUACIÓN</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Total Activo	5.127.365	7.327.998	41.654	28.257	4.899.909	443.358	(1.985.485)	(82.214)	8.083.443	7.717.399
Adquisiciones de Inmovilizado	414.167	647.270	5.565	10.275	15.823	123.860	-	-	435.385	781.405
Pasivos no corrientes (**)	641.427	486.360	95	1.346	30.421	56.633	-	-	671.943	554.339
-Pasivos por impuesto diferido	393.877	364.354	-	1.323	28.137	21.118	-	-	422.014	386.795
-Provisiones	173.010	83.967	95	23	2.284	7.565	-	-	175.389	91.555
-Otros pasivos no corrientes	74.540	48.039	-	-	-	27.950	-	-	74.540	75.989
Pasivos corrientes (**)	217.771	318.064	47.700	25.116	83.351	19.424	(55.402)	(14)	293.420	362.590
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	217.771	318.064	47.700	25.116	83.351	19.424	(55.402)	(14)	293.420	362.590

(\*\*) No se incluyen pasivos financieros.

## 25. Información sobre medio ambiente

Las actividades de protección del entorno y la biodiversidad, la eficiencia energética, la reducción de emisiones y el consumo responsable de recursos, son elementos esenciales de la gestión ambiental de Enagás para la mitigación del impacto de sus actividades en el entorno.

El Grupo ha integrado la protección del Medio Ambiente dentro de la política y programas estratégicos de la Compañía a través de la implantación de un Sistema de Gestión Ambiental desarrollado y certificado por AENOR, conforme a los requisitos de la norma UNE EN ISO 14001, que garantiza el cumplimiento de la legislación ambiental aplicable y la mejora continua de su comportamiento ambiental en las actividades de las plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena y Huelva, el almacenamiento subterráneo de Serrablo, las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos, la Unidad de Innovación Tecnológica y la Gestión de Proyectos de Desarrollo de Nuevas Infraestructuras en el ámbito de la DGTICO.

En el año 2012, la empresa certificadora AENOR ha emitido los correspondientes informes de auditoría del Sistema de Gestión Ambiental con resultados favorables y concluyendo que el Sistema tiene un grado de desarrollo y madurez que asegura la mejora continua de la Compañía en este campo.

Uno de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico de Prevención y Medio Ambiente (PEMAP 2013-2015), es la obtención de la Certificación según el Reglamento Europeo EMAS (Sistema Comunitario de Gestión y Auditoría Ambiental), promoviendo la mejora del comportamiento ambiental de la Organización. Durante el año 2013 se pretende abordar la consecución de dicha Certificación en las Plantas de Regasificación. Al mismo tiempo, durante los años 2012 y 2013 tendrá lugar la adaptación del sistema de Gestión Medio Ambiental del almacenamiento subterráneo de Gaviota al SIGMA de Enagás y su certificación por la empresa AENOR, así como la inclusión en el año 2013 dentro del alcance de la certificación según la norma UNE EN ISO 14001 del almacenamiento subterráneo de Yela.

El Grupo Enagás, S.A. realiza un esfuerzo continuo para identificar, caracterizar y minimizar el impacto ambiental de sus actividades e instalaciones, evaluando los riesgos y potenciando la ecoeficiencia, la gestión responsable de residuos y vertidos y minimizando el impacto en materia de emisiones y cambio climático.

Así mismo, el Grupo incorpora criterios ambientales en su relación con proveedores y contratistas, así como en la toma de decisiones sobre adjudicaciones de contratos de prestación de servicios y productos.

Durante el ejercicio 2012, las actuaciones ambientales han alcanzado inversiones totales incluidas en el activo del Balance de Situación de 22.342 miles de euros (23.259 miles de euros en el ejercicio 2011). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2012 a 922

miles de euros registrados en el epígrafe Otros gastos de explotación (914 miles de euros en el ejercicio 2011).

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos ambientales en las que el Grupo pudiera incurrir están adecuadamente cubiertas con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

El Grupo no ha percibido durante 2012 ninguna subvención ni ingreso como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente, salvo las mencionadas en la Nota 26 referente a los derechos de emisión.

## **26. Derechos de emisión de gases de efecto invernadero**

Algunas instalaciones del Grupo Enagás se encuentran incluidas en el ámbito de la Ley 1/2006, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En la Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre, el Consejo de Ministros, en su reunión de 2 de noviembre de 2007 y a propuesta de los Ministros de Medio Ambiente, de Economía y Hacienda y de Industria, Turismo y Comercio, ha adoptado el Acuerdo por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones incluidas en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012. Con posterioridad y de conformidad con lo dispuesto por el artículo 19 de la Ley 1/2005 de 9 de marzo por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y que establece la constitución de una reserva de derechos de emisión para nuevas instalaciones y ampliaciones de las existentes, con fecha 25 de enero de 2010 se anunció en el BOE y se publicó en la página Web del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino la propuesta de asignación de derechos de emisión del tercer conjunto de nuevos entrantes del plan 2008-2012. De manera que el total de derechos asignados al Grupo Enagás de forma definitiva y gratuita correspondientes a sus instalaciones, asciende a 2.517.789, (442.763 derechos para el año 2008, 497.394 derechos para el año 2009, 514.964 derechos para los años 2010, 2011 y 547.704 derechos para el año 2012), mientras que los asignados a la sociedad Bahía de Bizkaia Gas, S.L. ascienden a 28.005 derechos (5.601 derechos por año).

Las instalaciones para las cuales se han recibido dichas asignaciones son:

- Almacenamiento subterráneo de Serrablo.
- Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena, Huelva y Bilbao.
- Estaciones de compresión de: Algete, Almendralejo, Almodóvar, Bañeras, Córdoba, Crevillente, Sevilla, Haro, Paterna, Tivissa, Zamora, Zaragoza, Alcázar de San Juan, Lumbier y Montesa.

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2012, 547.704, fueron valorados a 7,09 euros/derecho, precio spot del primer día hábil del año 2012 del RWE Trading GMBH, lo que supone unas altas del ejercicio de 3.883 miles de euros.

Cabe destacar que el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en su reunión de 23 de Junio de 2008, autorizó la venta escalonada de Derechos de Emisión (EUAs) excedentes de cada año del periodo 2008/2012 y la permuta de Derechos de Emisión por Certificados de Reducción de Emisiones (CERs). Durante el mes de diciembre de 2012 se ha realizado el intercambio de 16.750 EUAs-CERs valorados a 24,20 euros/CER con el BBVA y 17.000 EUAs-CERs valorados a 23,75 euros/CER con Gas Natural SDG, S.A.

El Grupo Enagás ha consumido 123.383 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2012 y 177.891 derechos consumidos durante el ejercicio 2011.

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

Los derechos de emisión recibidos de forma gratuita durante el ejercicio 2012 y pertenecientes al PNA 2008-2012 han sido valorados al precio del primer día hábil del año 2012, 7,09 €/derecho. De igual forma los derechos recibidos de forma gratuita durante el ejercicio 2011 fueron valorados al precio del primer día hábil del año 2011, 14,7 €/derecho.

Durante el primer trimestre de 2012, el Grupo Enagás ha presentado los informes de emisiones verificados por la entidad acreditada (AENOR) a las Comunidades Autónomas correspondientes las cuales han validado dichas emisiones.

Durante el segundo trimestre de 2012 el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2011 para todas las instalaciones referidas.

El Grupo Enagás durante el ejercicio 2012, no ha procedido a negociar ningún contrato a futuro relativo a derechos de emisión de gases de efecto invernadero, ni existen contingencias relacionadas con sanciones o medidas de carácter provisional en los términos que establece la Ley 1/2005.

**27. Operaciones y saldos con partes vinculadas**

**27.1 Operaciones con partes vinculadas**

Se consideran "partes vinculadas" al Grupo, adicionalmente a las entidades dependientes, asociadas y multigrupo, el "personal clave" de la Dirección del Grupo (miembros de su Consejo de Administración y los Directores, junto a sus familiares cercanos), así como las entidades sobre las que el personal clave de la Dirección pueda ejercer una influencia significativa o tener su control.

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2012 y 2011, con las partes vinculadas a éste, distinguiendo entre accionistas significativos, miembros del Consejo de Administración y Directores del Grupo Enagás y otras partes vinculadas. Las condiciones de las transacciones con las partes vinculadas son equivalentes a las que se dan en transacciones hechas en condiciones de mercado y se han imputado las correspondientes retribuciones en especie.

**Ejercicio 2012**

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2012				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
<b>Gastos:</b>					
Gastos financieros	702	-	53	8.314	9.069
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	-	9.966	36.403	46.369
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	14.200	14.200
Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros gastos	-	1.003	-	-	1.003
<b>Total Gastos</b>	<b>702</b>	<b>1.003</b>	<b>10.019</b>	<b>58.917</b>	<b>70.641</b>
<b>Ingresos:</b>					
Ingresos financieros	1.219	-	703	6.216	8.138
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	-	-	18.779	-	18.779
Prestación de servicios de ATR	-	-	-	53.216	53.216
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-	-
<b>Total Ingresos</b>	<b>1.219</b>	<b>-</b>	<b>19.482</b>	<b>59.432</b>	<b>80.133</b>

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

**Ejercicio 2011**

Gastos e ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2011				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
<b>Gastos:</b>					
Gastos financieros	2.483	-	-	6.986	9.469
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	-	25.892	28.875	54.767
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	10.679	10.679
Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros gastos	-	1.086	-	-	1.086
<b>Total Gastos</b>	<b>2.483</b>	<b>1.086</b>	<b>25.892</b>	<b>46.540</b>	<b>76.001</b>
<b>Ingresos:</b>					
Ingresos financieros	2.589	-	98	5.426	8.113
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	10.363	-	10.363
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	-	-	10.698	-	10.698
Prestación de servicios de ATR	-	-	-	69.902	69.902
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-	-
<b>Total Ingresos</b>	<b>2.589</b>	<b>-</b>	<b>21.159</b>	<b>75.328</b>	<b>99.076</b>

**Ejercicio 2012**

Otras transacciones	Miles de Euros				
	31-12-2012				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	169.286	-	169.286
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles y otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	17	-	16	250.755	250.788
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	-	-	-	-	-
Garantías y avales prestados	-	-	-	-	-
Garantías y avales recibidos	1.641	-	-	3.709	5.350
Compromisos adquiridos	-	-	-	-	-
Compromisos/garantías cancelados	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	37.236	-	-	-	37.236
Otras operaciones	-	-	-	-	-

**Ejercicio 2011**

	Miles de Euros				Total
	31-12-2011				
Otras transacciones	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	
Compra de activos materiales, intangibles u otros					
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)			9.008		9.008
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)					
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)					
Venta de activos materiales, intangibles y otros					
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	100.446			251.324	351.770
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)					
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)					
Garantías y avales prestados					
Garantías y avales recibidos	3.494			9.605	13.099
Compromisos adquiridos					
Compromisos/garantías cancelados					
Dividendos y otros beneficios distribuidos	54.141				54.141
Otras operaciones					

Dichas transacciones incluyen los gastos financieros derivados de los contratos de coberturas de intereses con entidades financieras vinculadas del Grupo Enagás.

**28. Retribuciones al Consejo de Administración y la Alta Dirección**

**28.1 Retribuciones salariales**

Las retribuciones percibidas durante el ejercicio 2012 y 2011 por los miembros del Consejo de Administración y la alta dirección de Enagás, S.A., clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

**Ejercicio 2012**

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros
Consejo de Administración	1.622	1.004	67	10	72
Alta Dirección	1.935		83	58	98
<b>Total</b>	<b>3.557</b>	<b>1.004</b>	<b>150</b>	<b>68</b>	<b>170</b>

**Ejercicio 2011**

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros
Consejo de Administración	1.514	1.086	65	10	34
Alta Dirección	1.966	-	84	60	44
<b>Total</b>	<b>3.480</b>	<b>1.086</b>	<b>149</b>	<b>70</b>	<b>78</b>

Las retribuciones mencionadas distribuidas por cada uno de los miembros del Consejo de Administración, sin tener en cuenta la prima de seguros ni los planes de pensiones, han sido las siguientes:

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

CONSEJEROS	Miles de euros	
	2012	2011
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) <sup>(1)</sup>	1.667	1.642
BANCAJA	-	20
D. Marcelino Oreja Arburúa <sup>(2)</sup>	103	-
Sagane Inversiones S.L. (Consejero Dominical)	37	76
Bilbao Bizkaia Kutxa / Kartera 1 (Consejero Dominical)	56	76
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	76	76
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani	45	53
Peña Rueda S.L. Unipersonal (Consejero Dominical)	32	64
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz (Consejero Independiente)	64	64
D. Dionisio Martínez Martínez (Consejero Independiente)	81	81
D. José Riva Francos (Consejero Independiente)	81	80
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente)	76	76
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente)	76	77
D <sup>a</sup> Teresa García-Milà Lloveras (Consejero Independiente)	76	76
D. Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero Independiente)	71	64
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo)	76	76
D <sup>a</sup> Isabel Sanchez García (Consejera Independiente)	76	64
<b>Total</b>	<b>2.693</b>	<b>2.665</b>

<sup>1</sup> Durante el ejercicio 2012, el Presidente Ejecutivo percibió una retribución fija de 960 miles de euros y una retribución variable de 576 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; asimismo, percibe dietas por asistencia al Consejo por importe de 64 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 67 miles de euros, sumando todo ello 1.667 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 72 miles de euros y se han aportado a su plan de pensiones 10 miles de euros. El Grupo ha externalizado compromisos de pensiones con sus Directivos mediante un contrato de seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones que incluye prestaciones en casos de supervivencia, fallecimiento e incapacidad laboral. El Presidente Ejecutivo forma parte del colectivo asegurado por este seguro, y de la prima total satisfecha por el mismo durante el ejercicio corresponde al Presidente Ejecutivo la cantidad de 190 miles de euros.

<sup>2</sup> Durante el ejercicio 2012, el Consejero Delegado percibió una retribución fija de 86 miles de euros, que fue aprobada por el Consejo; asimismo, percibió dietas por asistencia al Consejo de Administración por importe de 17 miles de euros. El Consejero Delegado forma parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones, si bien de la prima satisfecha en el ejercicio por este seguro no le resulta imputable cantidad alguna.

**29. Otra información referente al Consejo de Administración**

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 229 y siguientes de la Ley de Sociedades de Capital, se incluye en la presente Memoria la información relativa a la participación en el capital y el desempeño de cargos por parte de los miembros del Consejo de Administración de Enagás S.A. en otras sociedades de análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social. Se ha considerado, para la elaboración de la información, que son sociedades con análogo o complementario género de actividad al de Enagás las dedicadas a las actividades de transporte, regasificación, distribución o comercialización de gas natural reguladas por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

Así, las participaciones en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a Enagás, S.A. por los Consejeros a 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

CONSEJERO	SOCIEDAD	Nº ACCIONES	% PARTICIPACIÓN
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	47.972	0,00%

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

Cabe destacar que Oman Oil Holdings Spain, S.L.U., accionista de Enagás que propuso el nombramiento de Sultan Hamed Khamis Al Burtamani como Consejero dominical de Enagás, ostenta el 7,5% de la participación indirecta en SAGGAS-Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. a través de su partícipe directo Infraestructura de Gas.

Los cargos o funciones que ocupan Consejeros del Grupo en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2012 son los siguientes:

CONSEJERO	SOCIEDAD	CARGOS
Luis Javier Navarro Mgil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Mr. Sultan Hamed Khamis al Burtamani	SAGGAS-Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Consejero
	Infraestructuras de Gas	Consejero
	Oman Oil Compay, S.A.O.C.	Director de Desarrollo de Negocio
Miguel Angel Lasheras Merino	Sociedad Promotora Bilbao Gas Hub, S.A	Director General del proyecto iberian Gas Hub

No hay actividades de la misma naturaleza, análogas o complementarias a aquellas realizadas por Enagás que sean desempeñadas por los Consejeros de ésta, ya sea por cuenta propia o ajena, no comprendidas en el apartado anterior.

Por Resolución de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de 26 de julio de 2012 (BOE de 17 de agosto de 2012), Enagás Transporte S.A.U., sociedad cuyo capital pertenece por ley en su totalidad a Enagás, S.A., fue certificada como "gestor de la red de transporte", a los efectos del art. 63 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y de la Directiva 2009/73/CE. Como condición de dicha certificación no pueden formar parte del órgano de administración de Enagás, S.A. quienes tengan esa condición en sociedades que realicen actividades de comercialización o producción de gas. Para dar cumplimiento a dicha condición varios Consejeros de Enagás, S.A., que resultaban incompatibles a estos efectos, renunciaron al cargo y el Consejero D. Luis Javier Navarro Vigil acreditó su renuncia a los cargos incompatibles con el de Consejero de Enagás, S.A.

### 30. Garantías comprometidas con terceros

Al 31 de diciembre de 2012 el Grupo tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 77.462 miles de euros, (114.493 miles de euros en el ejercicio 2011). Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 490.000 miles de euros, (510.000 miles de euros en el ejercicio 2011), como garantía de los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones.

Los Administradores del Grupo estiman que no se derivarán pasivos significativos adicionales a los registrados en el balance de situación consolidado adjunto por las operaciones descritas en esta nota.

### 31. Otra información

El 17 de septiembre de 2012 El Consejo de Administración a propuesta del Presidente aprobó el 17 de septiembre el nombramiento de Marcelino Oreja Arburua como Consejero Delegado de la sociedad Enagás, S.A. Dependiendo del presidente directamente, se ocupará de la operativa diaria de la compañía. Con este nombramiento, el Presidente de la sociedad mantiene su condición de primer ejecutivo y presidente del Consejo de Administración.

## Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012

### Grupo Enagás.-

A 31 de diciembre de 2012 el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. se mantuvo en "BBB" para la agencia de rating Standar & Poor's y en "A-" para Fitch Ratings.

### 32. Negocios conjuntos

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2012:

Sociedad	País	Actividad	%	% Derechos de Voto controlados por el grupo Enagás.	Valor Neto en libros	Miles de Euros							
						Datos de la Entidad Participada <sup>(1)</sup>						INCN <sup>(2)</sup>	Resultado del ejercicio <sup>(2)</sup>
						Activo		Patrimonio	Pasivo				
L/P	C/P	L/P	C/P										
Gasoducto S.A.	Andalucía, España	Transporte de Gas	67	50,00%	23.744	57.778	6.140	54.461		9.457	28.958	10.647	
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	51	50,00%	9.732	25.262	6.120	30.849		2.533	19.834	7.843	
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	40	33,33%	44.334	237.453	36.965	116.063	108.878	49.477	54.366	9.856	
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	Holanda/México	Holding/ Regasificación	40	50,00%	41.218	328.598	30.191	111.911	211.463	36.415	63.814	15.371	
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	México	Transporte de Gas	50	50,00%	2.041	49.973	894	20.212		30.655		30	
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	50	50,00%	3		43.189	3		43.186			
GNL Quintero, S.A.	Chile	Regasificación	20	20,00%	136.077	857.302	114.399	(39.465)	966.904	44.253	39.022	9.170	
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	España	Almacenamiento y regasificación	41,9	41,94%	3.535	7.985	24	(652)	152	8.479		(704)	

(1) Los datos se corresponden con los datos de las sociedades individuales bajo criterios contables del país correspondiente y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los estados financieros.

(2) Los datos correspondientes a la empresa Gasoducto de Morelos S.A.P.I. de C.V. se refieren al segundo semestre del ejercicio 2012 período a partir del cual ha adquirido su participación el Grupo Enagás. Los datos correspondientes a la sociedad GNL Quintero, S.A. se refieren al último trimestre del ejercicio 2012, período a partir del cual ha adquirido su participación el grupo Enagás. La sociedad Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V. ha sido adquirida en diciembre de 2012.

### 33. Hechos posteriores

Con fecha 15 de febrero de 2013 se ha hecho efectivo el contrato de adquisición del 90% de la sociedad Naturgas Energía Transporte S.A.U., perteneciente al Grupo Naturgas, por la sociedad Enagás Transporte S.A., por un importe de 245 millones de euros, manteniendo el Ente Vasco de la Energía una participación en esta sociedad del 10%. Esta sociedad pasará a denominarse Enagás Transporte del Norte.

No se han producido acontecimientos importantes que afecten significativamente a las cuentas anuales del Grupo que hayan tenido lugar desde el cierre al 31 de diciembre de 2012 hasta la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas.

Anexo I – Sociedades dependientes del Grupo Enagás a 31 de diciembre de 2012

Sociedad	País	Actividad	%	% Derechos de Voto controlados por el Grupo Enagás.	Capital Social
Enagás Transporte, S.A.U.	España	Regasificación, almacenamiento y transporte de Gas	100	100,00%	300.000.000 Euros
Enagás GTS, S.A.U.	España	Gestión Técnica del Sistema gasista.	100	100,00%	10.000.000 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	3.937 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100	100,00%	60.000 Euros
Enagás Altamira, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	8.888.273 Dólares
Enagás Chile I, S.P.A.	Chile	Holding	100	100,00%	23.243.152 Dólares
Enagás Chile II, Limitada	Chile	Holding	100	100,00%	184.974.292 Dólares
Terminal de Valparaíso, S.A.	Chile	Holding	100	100,00%	184.976.085 Dólares

**INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.**

**I.-Evolución del Grupo en 2012**

El beneficio neto se sitúa en 379.508 miles de euros con un incremento del 4,1% con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 1.180.059 miles de euros.

El Grupo Enagás realiza su actividad fundamentalmente en España, donde desarrolla y opera la práctica totalidad de las instalaciones. La amplia experiencia de Enagás como referente en desarrollo y operación de plantas de regasificación y redes de transporte a nivel mundial ha propiciado distintas adquisiciones y actividades en el ámbito internacional durante 2012.

En relación con la actividad en España, a lo largo de 2012 se ha mantenido la integridad de la Red Básica de Regasificación, Almacenamiento y Transporte de gas natural, atendiendo la demanda en todo momento.

La demanda nacional de gas natural registró un descenso del 3% respecto al ejercicio anterior. Dicho descenso fue provocado por el menor consumo de gas de las centrales de generación eléctrica, que se redujo un 23% respecto al registrado en 2011.

Por el contrario, las entregas de gas a los sectores industrial y residencial aumentaron un 6%, totalizando 278 TWh, que supone el valor máximo histórico. Destacó el pasado ejercicio la casi triplicación de las exportaciones de gas en forma de recarga de GNL, que alcanzó un volumen de 22,3 TWh.

Como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación, importando gas de once orígenes diferentes, siendo el 40% de estas importaciones en forma de GN y el 60% en forma de GNL, a través de las plantas de regasificación. Por segundo año consecutivo, el GNL perdió cuota en la estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y Argelia, con la conexión internacional de Almería, registrando volúmenes crecientes desde su incorporación en marzo de 2011.

El año 2012 ha supuesto un incremento en la capacidad de almacenamiento disponible en el sistema gasista español, debido a la incorporación de Marismas y de Yela, pasando de 28.080 GWh en 2011 a 28.956 GWh en 2012. En el caso del almacenamiento de Yela, la capacidad de extracción final cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual de la zona centro.

Se ha mantenido, por otra parte, la gestión y contratación unificada de todos los almacenamientos subterráneos del sistema gasista, a cargo de Enagás GTS.

Las inversiones ascendieron a 761,4 millones de euros, superando el objetivo del año, al igual que los activos puestos en marcha durante el año (994,4 millones de euros) como consecuencia fundamentalmente de las incorporaciones de los activos adquiridos.

Con fecha 31 de diciembre de 2011 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET3587/2011, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y la retribución de las actividades reguladas.

En relación con las emisiones de CO<sub>2</sub>, Enagás ha alcanzado en 2012 su objetivo, reduciendo en un 16% las emisiones derivadas de los autoconsumos de gas natural en sus instalaciones respecto al objetivo fijado.

Los fondos propios del Grupo Enagás, S. A. se sitúan en 2.014.878 miles de euros siendo el patrimonio neto de 2.004.784 miles de euros.

El capital social de la sociedad Enagás, S.A. está representado por 238.734.260 acciones ordinarias al portador de 1,50 euros de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas.

A 31 de diciembre de 2012, el 96% de la deuda neta es a largo plazo, y un 82% se encuentra a tipo fijo frente al 71% del ejercicio 2011.

Con todo, a finales del año 2012 la infraestructura gasista del Grupo Enagás, S.A., integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

- Más de 9.000 kilómetros de gasoductos por todo el territorio español
- Tres almacenamientos subterráneos: Serrablo (Hueca), Yela (Guadalajara) y Gaviota (Vizcaya)
- Tres plantas de regasificación en Cartagena, Huelva y Barcelona, así como una cuarta en construcción en El Musel (Gijón)
- Asimismo, es propietaria del 40% de la Planta de Regasificación de BBG (Bilbao), del 40% de la Planta de Altamira (Mejico), y del 20% de la planta de Bahía de Quintero (Chile).

## **II.-Principales riesgos del negocio**

El Grupo Enagás está expuesto a la materialización de diversos riesgos inherentes al sector, mercado en el que opera y a las actividades que realiza, que pueden impedirle lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

Los principales riesgos asociados a las actividades desarrolladas por el Grupo se recogen en las siguientes tipologías:

### **1. Riesgo de Negocio**

Corresponde a pérdidas debidas a factores externos como la regulación, ciclos económicos, niveles de competencia, patrones de demanda, estructura de la industria, etc., así como el riesgo de pérdidas resultantes por la toma de decisiones incorrectas en relación con los planes de negocio y las estrategias futuras de la compañía.

Dentro de esta tipología de riesgo tiene una especial relevancia el riesgo regulatorio que es aquel ligado al marco regulador en el que se realizan las actividades del negocio y también hace referencia a determinados aspectos de tasas locales.

El Grupo ha establecido medidas para controlar y gestionar el riesgo de negocio dentro del nivel de riesgo aceptado, consistentes en la supervisión continua de los riesgos relacionados con la regulación, mercado y competencia.

### **2. Riesgo de Contraparte**

Comprende el riesgo de pérdidas derivadas del incumplimiento de una contraparte o de la incertidumbre de la contraparte a cumplir con sus obligaciones.

El Grupo califica el riesgo de Crédito o de Contraparte en las evaluaciones realizadas durante el 2011 como no relevante, dado que realiza transacciones con empresas de reconocida solvencia de acuerdo con las calificaciones de agencias de "rating" crediticias.

La información relativa a la gestión de riesgos de contraparte se detalla en la Nota 16 del Informe de Cuentas Anuales.

3. Riesgo Financiero

Bajo este epígrafe se valora la incertidumbre de los resultados como consecuencia de movimientos adversos en variables financieras tales como los tipos de interés, de cambio, la liquidez y otros factores de mercado.

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la nota 16 del Informe de Cuentas Anuales.

4. Riesgo Operacional

Durante la operación del Grupo se pueden producir pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos sucesos externos.

El Grupo ha identificado como riesgo operacional relevante: Incidencias en infraestructuras, equipos y sistemas, prácticas de negocio, mala calidad o interrupción del servicio, prácticas del empleo y seguridad en el trabajo y el riesgo operacional de proveedores y contrapartes.

El Grupo Enagás mitiga estos riesgos realizando las necesarias inversiones, aplicando procedimientos y programas de operación y mantenimiento, soportados por sistemas de calidad y planificando una adecuada formación y capacitación del personal y una política de aseguramiento adecuada.

5. Riesgo de Responsabilidad Penal

La Ley Orgánica 5/2010 de 22 de junio, que reforma el Código Penal, establece en su artículo 31. bis la responsabilidad penal de las personas jurídicas.

En este contexto, el Grupo Enagás podría ser responsable en España por los delitos que pudieran cometer sus ejecutivos y empleados en el ejercicio de sus funciones y en su interés, en el caso de que no hubiera ejercido el control debido.

Para prevenir la materialización de este riesgo, el Grupo ha aprobado un Modelo de Riesgos de Responsabilidad Penal y está implantando las medidas necesarias para la prevención de la comisión de delitos en su ámbito empresarial.

6. Riesgo Reputacional

Se trata de cualquier acción, evento o circunstancia que podría impactar de manera desfavorable en las percepciones y opiniones que sobre la compañía tienen los grupos de interés.

El Grupo tiene implantado un Proceso de Autoevaluación del Riesgo Reputacional mediante la aplicación de técnicas de medición cualitativas.

En dicho proceso se contempla tanto el posible efecto reputacional que cualquiera de los riesgos contemplados en el modelo (operacionales, de negocio, contraparte y financieros) puede tener cuando la materialización del mismo no satisface las expectativas de los grupos de interés, como aquellos eventos estrictamente reputacionales que se derivan de la acción, interés o juicio de un tercero.

El Grupo Enagás ha identificado como relevante aquel Riesgo Reputacional que proviene del efecto de la materialización de ciertos riesgos: Operacionales, (Interrupción del servicio, Prácticas de negocio incorrectas, Errores y retrasos en la salida de datos y comunicación interna y externa, Daños a terceras personas y sus activos ,etc.), Regulatorios y el Riesgo de Liquidez.

Así mismo, se ha considerado clave, por su relevancia, la gestión de ciertos riesgos definidos como estrictamente reputacionales, que se derivan de la acción de un tercero.

### **III.-Utilización de instrumentos financieros**

El Consejo de Administración de Enagás aprobó en febrero de 2008 una política de coberturas de tipos de interés que permitiesen aproximar el coste financiero de la Compañía a la estructura de tipos fijada como objetivo en el Plan Estratégico de la Compañía.

En cumplimiento de la política aprobada, a lo largo del año se contrataron una serie de operaciones de cobertura de tipos de Interés de tal forma que al 31 de Diciembre de 2012 el 82% del total de la deuda bruta estaba protegido frente a subidas de tipos de interés.

### **IV.-Evolución previsible**

El mercado del gas natural se encuentra en un estado de madurez, estando el sector gasista español condicionado a la corriente proveniente de la regulación dada por la normativa de la Unión Europea. El Enagás, que obtiene la mayor parte de los ingresos a través del negocio regulado en España, apuesta por los nuevos objetivos de la política energética europea, y consecuentemente, trabaja de manera intensiva para contribuir activamente a que estos desarrollos regulatorios se realicen de la forma más efectiva posible, teniendo en cuenta las características del mercado interior y su correcta integración en el ámbito nacional.

Para el ejercicio 2013 se espera realizar unas inversiones de 645 millones euros y volumen de inversiones puestas en explotación de 570 millones de euros.

En relación al Beneficio Neto se contempla mantener el resultado de 380 millones de euros en el ejercicio 2013. Así mismo se mantiene el objetivo de crecimiento anual acumulado previsto en la actualización estratégica entre 2010-2014.

### **V.-Actividades de investigación y desarrollo**

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por el Grupo durante 2012 se han desplegado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías gasistas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del gas natural en diferentes aplicaciones, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de valor estratégico para el Grupo.

Las actividades más importantes por áreas llevadas a cabo dentro del ejercicio 2006 han sido:

- a) **Producción (GNL).** Ha continuado la mejora y difusión de la aplicación "MOLAS", que incluye los modelos físicos y estadísticos para conocer el envejecimiento del GNL y la variación de sus propiedades durante su transporte en barco. Asimismo, ha finalizado el desarrollo de un modelo de fiabilidad para equipos e instalaciones de plantas. Dentro de esta área se está implantando la mejora de la Toma de Muestras de GNL para la determinación de la calidad del GNL descargado en las Plantas. Se está elaborando la ingeniería de una instalación para generar energía eléctrica aprovechando los saltos de presión de las emisiones de gas en la Planta de Barcelona. Se ha iniciado el desarrollo de un estudio para conocer los nuevos desarrollos en la distribución de GNL a escala reducida.
- b) **Transporte.** Se ha iniciado el estudio de las repercusiones operativas que pueden derivarse del transporte conjunto de gas natural y cantidades moderadas de hidrógeno en los gasoductos. Se han estudiado las técnicas necesarias para eliminar los lodos de hierro que se producían en el AASS de Serrablo. Se está estudiando, dentro de un proyecto europeo, las técnicas para la prevención de interferencias de terceros en la red mediante vuelos no tripulados.
- c) **Operación.** Se ha implantado la Aplicación de Planificación y Optimización Logística SPOL que permite gestionar el conjunto de las instalaciones de la red optimizando el funcionamiento general del sistema. Asimismo se ha iniciado el estudio de la determinación de calidad del gas transportada en la red de gasoductos mediante simulación.
- d) **Seguridad.** Se ha continuado con diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoductos.

- e) **Medición.** Se ha desarrollado una nueva sistemática para la verificación de las Unidades de Medida y para prevenir los problemas derivados de la rotura de álabes de las turbinas de medida. Se ha definido las características de una nueva aplicación para gestionar centralizadamente la verificación de las U. de medida, actualizando y mejorando dicha aplicación. Se están llevando a cabo diversas actuaciones para mejorar las técnicas cromatográficas y de medida de distintos componentes del gas natural. Se han iniciado varias actuaciones para la medida y determinación del punto de rocío de agua e hidrocarburos en el gas natural.
- f) **Proyectos de Interés General.** Se está llevando a cabo el proyecto de Trigeneración en el Centro Tecnológico de Zaragoza que permitirá suministrar calor, frío y electricidad a las diversas dependencias de nuevo CPD, CPC, Laboratorios y Oficinas del Centro.
- g) **Otros asuntos:** Se está desarrollando una campaña de contactos con otras empresas energéticas y asociaciones de interés general con objeto de promover la mejora de las actividades de I+D+i, con objeto de intercambiar información y tecnologías

#### **VI.-Operaciones con acciones propias**

El Grupo no ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2012.

#### **VII.-Información Adicional**

Esta Información adicional se incluye a los efectos previstos en el artículo 116 bis de la Ley 24/1988, de 28 de julio de Mercado de Valores.

a) ***La estructura de capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje del capital social que represente.***

Capital de la sociedad dominante

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
03-05-02	358.101.390,00	238.734.260	238.734.260

Todas las acciones pertenecen a una única clase.

b) ***Cualquier restricción a la transmisibilidad de las acciones.***

No existen restricciones a la transmisibilidad de las acciones.

c) ***Las participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.***

Participaciones significativas (excluidos consejeros):

**Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2012**  
**Grupo Enagás.-**

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
OMAN OIL COMPANY, S.A.O.C.	0	11.936.702	5
KUTXABANK, S.A.	0	11.936.713	5

(\*) a través de:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
OMAN OIL HOLDINGS ESPAÑA, S.L.U.	11.936.702	5
KARTERA 1, S.L.	11.936.713	5
<b>Total</b>	<b>23.873.415</b>	<b>10</b>

Participaciones significativas de consejeros que poseen Derechos de voto de las acciones de la sociedad

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ <sup>1</sup>	56.396	0	0,024
DON MARCELINO OREJA ARBURÚA	10		
DOÑA TERESA GARCÍA MILÁ LLOVERAS	1.500	0	0,001
MR. SULTAN HAMED KHAMIS AL BURTAMANI	1	0	0
DON DIONISIO MARTÍNEZ MARTÍNEZ	2.010	0	0,001
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL	10	7.075	0,003
DON MARTÍ PARELLADA SABATA	910	0	0
DON RAMÓN PÉREZ SIMARRO	100	0	0
SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI)	11.936.713	0	5
<b>TOTAL</b>	<b>11.997.650</b>	<b>7.075</b>	<b>5,029</b>

<sup>1</sup> Notificó a la CNMV que durante la celebración de la Junta General de Accionistas de la sociedad Enagás, S.A. El 30 de marzo de 2012, él ostentó 91.124.560 derechos de voto indirectos, equivalentes al 38,170 % del total de derechos de voto que componen el capital social de la sociedad, en representación de 5.537 accionistas.

(\*) a través de:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
NEWCOMER 2000, S.L.U.	7.075	0,003
<b>Total:</b>	<b>7.075</b>	<b>0,003</b>

**d) *Cualquier restricción al derecho de voto.***

La Disposición Adicional Trigésima Primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, vigente desde la entrada en vigor de la ley 12/2011, de 27 de mayo, de responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, establece en su apartado 2 que:

"Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la sociedad matriz (Enagás, S.A.) en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100.

A efectos de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, aquellas cuya titularidad corresponda:

a) A las personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.

b) A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En todo caso, se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital a la que se refiere el presente artículo se considerará infracción muy grave a los efectos señalados en el artículo 109 de la presente Ley, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto, de conformidad con lo dispuesto en los párrafos anteriores. En todo caso, será de aplicación el régimen sancionador previsto en dicha Ley".

En concordancia con la mencionada previsión legal, el artículo 6 bis ("Limitaciones a la participación en el capital social") de los Estatutos Sociales de la sociedad Enagás, S.A. establece lo siguiente:

"Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la Sociedad en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100.

A los efectos de computar la participación en el accionariado de la Sociedad se estará a lo dispuesto en la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos.

Enagás no podrá transmitir a terceros acciones de las filiales integradas en su Grupo que realicen actividades de transporte y gestión técnica del sistema que tengan el carácter de reguladas conforme a la legislación de Hidrocarburos.”

La Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos fue modificada por la Ley 12/2011, de 27 de mayo, de responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, que estableció esas mismas limitaciones a la participación en el capital social y al ejercicio de derechos políticos en la vigente Disposición Adicional Trigésima Primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

**e) *Los pactos parasociales.***

No hay constancia de la existencia de pactos parasociales entre los accionistas de la Sociedad.

**f) *Las normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de estatutos de la Sociedad.***

Disposiciones estatutarias que afectan al nombramiento y sustitución de miembros del órgano de administración:

**ARTÍCULO 35º. – COMPOSICIÓN DEL CONSEJO.**

La Sociedad estará regida y administrada por el Consejo de Administración, al que corresponderá colegiadamente la representación de la Sociedad, en juicio y fuera de él. La representación se extenderá, sin limitación alguna de facultades, a todos los actos comprendidos en el objeto social.

El Consejo de Administración estará integrado por 6 miembros, como mínimo, y 15 como máximo, nombrados por la Junta General.

La elección de los miembros del Consejo de Administración se efectuará por medio de votación. A estos efectos, las acciones que voluntariamente se agrupen hasta constituir una cifra de capital social igual o superior a la que resulte de dividir este último por el número de miembros del Consejo, tendrá derecho a designar a los que, superando fracciones enteras, se deduzcan de la correspondiente proporción. En el caso de que se haga uso de esta facultad, las acciones así agrupadas no intervendrán en la votación de los restantes miembros del Consejo.

El cargo de Consejero, para el que no se requiere la cualidad de accionista, será renunciable, revocable y reelegible una o más veces.

El nombramiento de los Consejeros surtirá efecto desde el momento de su aceptación.

No pueden ser Consejeros ni, en su caso, representantes persona física de un Consejero persona jurídica:

- a) Las personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de 5 (cinco) sociedades cuyas acciones se encuentren admitidas a negociación en mercados nacionales o extranjeros
- b) Las personas físicas o jurídicas que estén incurso en cualquier supuesto de incompatibilidad o prohibición previsto en disposiciones de carácter general, incluidas las que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad o su Grupo.

**ARTÍCULO 37º.- CARGOS**

El Consejo de Administración designará a su Presidente,.

El Consejo de Administración podrá designar a propuesta de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, un Consejero Independiente, quien bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- b) Solicitar la inclusión de asuntos en el Orden del Día de las reuniones del Consejo de Administración.
- c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos de dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente y, en su caso, del Consejero Delegado.
- d) Ejercer como Vicepresidente las funciones del Presidente relativas al Consejo de Administración en caso de ausencia, enfermedad o imposibilidad por cualquier causa. A falta del Consejero Independiente Coordinador sustituirá al Presidente a los efectos de este apartado el Consejero de más edad.

El Presidente y el Secretario del Consejo de Administración y el Vicesecretario, si lo hubiere, que sean reelegidos miembros del Consejo por acuerdo de la Junta General, continuarán desempeñando los cargos que, hasta ese momento, ostentaren en el seno del Consejo sin necesidad de nueva elección, sin perjuicio de la facultad de revocación que respecto de dichos cargos corresponde al Consejo de Administración.

Disposiciones del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración (aprobado por el Consejo de Administración el 20 de febrero de 2012):

**ARTÍCULO 3.- COMPOSICIÓN CUANTITATIVA Y CUALITATIVA**

1. Dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en el artículo 35 de los Estatutos Sociales vigentes, y sin perjuicio de la facultad de propuesta que corresponde a los accionistas, el Consejo de Administración propondrá a la Junta General el número de Consejeros que en cada momento estime oportuno en consideración a los intereses de la Sociedad. A la Junta General corresponderá la determinación de su número.
2. El Consejo de Administración estará integrado por Consejeros de las categorías que se señalan a continuación:
  - a) Consejeros Internos o Ejecutivos: que desempeñen funciones de Alta Dirección o sean empleados de la Sociedad o de su Grupo. Cuando un Consejero desempeñe funciones de alta dirección y, al mismo tiempo, sea o represente a un accionista significativo o representado en el Consejo, se considerará como Ejecutivo o Interno a los efectos del presente Reglamento.

Su número no excederá del 20 por 100 del número total de miembros del Consejo de Administración.

- b) Consejeros Externos: Que serán, a su vez, de tres tipos:
  - b1) Consejeros Dominicales: Aquellos que posean una participación accionarial superior o igual a la que se considere legalmente como significativa o que hubieren sido designados por su condición de accionistas, aunque su participación accionarial no alcance dicha cuantía, así como quienes representen a dichos accionistas.

- b2) Consejeros Independientes: aquellos de reconocido prestigio profesional que puedan aportar su experiencia y conocimientos al gobierno corporativo y que, no incluidos en las dos categorías anteriores, reúnan las condiciones previstas en el artículo 9 del presente Reglamento. El número de Consejeros independientes representará al menos un tercio del total de Consejeros.
- b3) Otros Consejeros Externos: aquéllos Consejeros Externos que no siendo dominicales no puedan ser clasificados como consejeros independientes conforme al artículo 9 del presente Reglamento.

En el ejercicio de sus facultades de propuesta a la Junta General y de cooptación para la cobertura de vacantes, el Consejo de Administración procurará que en la composición del órgano los Consejeros Independientes representen una amplia mayoría sobre los Consejeros Ejecutivos y que dentro de los Consejeros Externos, la relación entre el número de Consejeros Dominicales y el de Independientes refleje la proporción existente entre el capital de la Sociedad representado por los Consejeros Dominicales y el resto del capital.

No pueden ser Consejeros ni, en su caso, representantes persona física de un Consejero persona jurídica:

- a) Las personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de 5 (cinco) sociedades cuyas acciones se encuentren admitidas a negociación en mercados nacionales o extranjeros.
- b) Las personas físicas o jurídicas que estén incursas en cualquier supuesto de incompatibilidad o prohibición previsto en disposiciones de carácter general, incluidas las que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad o su Grupo.

#### ARTÍCULO 8.- NOMBRAMIENTO DE CONSEJEROS

- 1. Los Consejeros serán nombrados por la Junta General o por el Consejo de Administración, de conformidad con las previsiones contenidas en la Ley de Sociedades de Capital y en los Estatutos Sociales.
- 2. El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la consideración de la Junta General y las decisiones de nombramiento que adopte dicho órgano en virtud de las facultades de cooptación que tiene legalmente atribuidas, deberán estar precedidas de la correspondiente propuesta de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa. Cuando el Consejo de Administración se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión, habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en Acta de sus razones.

- 3. Los procedimientos de selección no adolecerán de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras. La Sociedad buscará e incluirá entre los potenciales candidatos mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

#### ARTÍCULO 9.- DESIGNACIÓN DE CONSEJEROS INDEPENDIENTES.

Se considerarán Consejeros Independientes aquellos que, designados en atención a sus condiciones personales y profesionales, puedan desempeñar sus funciones sin verse condicionados por relaciones con la Sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos. No podrán ser clasificados en ningún caso como Consejeros Independientes quienes:

- a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese de esa relación
- b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa. No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la Sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.
- c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del auditor externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de Enagás, S.A. o de cualquier otra sociedad de su Grupo.
- d) Sean consejeros ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de Enagás, S.A. sea consejero externo.
- e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con Enagás, S.A. o cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación. Se considerarán relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.
- f) Sean accionistas significativos, consejeros ejecutivos o altos directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los 3 últimos años, donaciones significativas de Enagás, S.A. o de su Grupo. No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.
- g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta el segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.
- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa.
- i) Se encuentren, respecto a algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g). En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto del accionista, sino también respecto a sus consejeros dominicales en la sociedad participada. Los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representaban sólo podrán ser reelegidos como consejeros independientes cuando el accionista al que representaban hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de independiente, siempre que satisfaga todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

#### ARTÍCULO 10.- DURACIÓN DE CARGO Y COOPTACIÓN.

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General.

**ARTÍCULO 11.- REELECCIÓN DE CONSEJEROS.**

La Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo de los Consejeros propuestos durante el mandato precedente, informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de Consejeros que el Consejo de Administración decida presentar a la Junta General.

Con carácter general, deberá procurarse una adecuada rotación de los Consejeros Independientes. Por dicha razón, cuando se proponga la reelección de alguno de ellos, será preciso que se justifique la concurrencia de las circunstancias que aconsejen su continuidad. Los Consejeros Independientes no permanecerán como tales durante un período continuado superior a doce años.

**ARTÍCULO 12.- CESE DE LOS CONSEJEROS.**

1. Los Consejeros cesarán en el cargo una vez celebrada la primera Junta General desde que haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos Sociales y el presente Reglamento.
2. Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:
  - a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legalmente previstos.
  - b) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros.
  - c) Cuando puedan poner en riesgo los intereses de la Sociedad o perjudicar su crédito y reputación. Si un Consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el Consejo examinará el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el Consejero continúe en su cargo.
  - d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados, Ejecutivos.
  - e) Cuando los Consejeros Independientes dejen de reunir las condiciones exigidas por el art. 9.
  - f) Cuando el accionista al que representen los Consejeros dominicales venda íntegramente su participación accionarial. También lo harán, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de Consejeros Dominicales.

En los supuestos contemplados en las letras d), e) y f), si el Consejo de Administración no considerase conveniente que el Consejero formalice su renuncia, éste deberá ser incluido en la categoría que, conforme al presente Reglamento, corresponda en función de sus nuevas circunstancias.

- 3.- El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos.

- 4.- Una vez producido el cese en el desempeño de su cargo, no podrá prestar servicios en otra entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo de Administración le dispense de esta obligación o acorte su duración.

Disposiciones estatutarias que afectan a la modificación de Estatutos:

**ARTÍCULO 26º. – QUÓRUM ESPECIAL.**

Para que la Junta General Ordinaria o Extraordinaria pueda acordar válidamente el aumento o la reducción del capital y cualquier otra modificación de los Estatutos Sociales, la emisión de obligaciones, la supresión o la limitación del derecho de adquisición preferente de nuevas acciones, así como la transformación, la fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo y el traslado de domicilio al extranjero, será necesario en primera convocatoria la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

**g) Los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.**

Los únicos miembros del Consejo de Administración que disponen de poderes de representación de la Sociedad son su Presidente D. Antonio Llardén Carratalá, a quien el Consejo de Administración otorgó los poderes que constan en la escritura pública otorgada el 9 de febrero de 2007 ante el Notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, con el número 324 de su protocolo y que constan inscritos en el registro Mercantil de Madrid Tomo 20.090; Libro 0; Folio 172, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 668 y su Consejero Delegado D. Marcelino Oreja Arburúa, a quien el Consejo de Administración otorgó las facultades que constan en la escritura pública otorgada el 5 de diciembre de 2012, ante el Notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, con el número 2680 de su protocolo y que constan inscritos en el registro Mercantil de Madrid Tomo 29.601, Folio 194, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 739 Aunque dichos poderes comprenden amplias facultades de representación no incluyen la posibilidad de emitir o recomprar acciones de la Sociedad.

Con independencia de ello se encuentra en vigor el acuerdo 10º adoptado por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de marzo de 2012 en los siguientes términos:

"Facultar, tan ampliamente como en derecho sea necesario, al Consejo de Administración, para que de acuerdo con lo previsto en el artículo 297 1 b) de la Ley de Sociedades de Capital, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, en el plazo de cinco años contados desde la celebración de la presente Junta, en una cantidad máxima de 179 millones euros mediante la emisión de nuevas acciones, con o sin voto, con prima de emisión o sin ella, consistiendo el contravalor de las nuevas acciones a emitir en aportaciones dinerarias, pudiendo fijar los términos y condiciones del aumento de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de suscripción preferente, establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado exclusivamente en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción al artículo de los Estatutos Sociales relativo al capital social".

**h) Los acuerdos significativos que haya celebrado la Sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la Sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la Sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.**

No existen acuerdos de esta naturaleza.

*i) Los acuerdos entre la Sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.*

La Sociedad tiene suscrito con el Presidente Ejecutivo, el Consejero Delegado y con siete de sus directivos contratos que incluyen cláusulas indemnizatorias expresas.

En todos los casos dichas cláusulas son de aplicación en los casos de extinción a instancias de la sociedad, despido disciplinario improcedente; despido por causas objetivas del art. 52 del Estatuto de los Trabajadores o decisión del directivo con fundamento en alguno de los motivos del art. 50 de los Estatutos de los Trabajadores y la resolución se declare justificada por conciliación entre las partes, Sentencia judicial, Laudo Arbitral o Resolución del Órgano Administrativo competente. No se aplican cuando la resolución se debe a decisión unilateral del Directivo sin expresión de causa alguna.

La indemnización prevista para el Presidente es equivalente a tres años de su retribución, la indemnización prevista para el Consejero Delegado es equivalente a dos años de su retribución.

La indemnización prevista para los siete Directivos se determina en función de su antigüedad en la empresa y su edad.

Todos estos contratos han sido aprobados por el Consejo de Administración.

#### **VIII.-Hechos posteriores**

Con fecha 15 de febrero de 2013 se ha hecho efectivo el contrato de adquisición del 90% de la sociedad Naturgas Energía Transporte S.A.U., perteneciente al Grupo Naturgas, por la sociedad Enagás Transporte S.A., por un importe de 245 millones de euros, manteniendo el Ente Vasco de la Energía una participación en esta sociedad del 10%. Esta sociedad pasará a denominarse Enagás Transporte del Norte.

No se han producido acontecimientos importantes que afecten significativamente a las cuentas anuales del Grupo que hayan tenido lugar desde el cierre al 31 de diciembre de 2012 hasta la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas.

***DILIGENCIA DE FIRMA***

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 18 de febrero de 2013, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital y del artículo 37 del Código de Comercio, formuló las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012, el cual viene constituido por los documentos anexos que preceden a este escrito, rubricados por el Secretario y con el sello de la Sociedad.

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.** A los efectos dispuestos en el artículo 8.1.b) del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, los administradores firmantes declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las cuentas anuales consolidadas, elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados del Grupo y que el Informe de Gestión incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición del Grupo, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan. Asimismo declaran que no les consta que los administradores que no firman hayan mostrado disconformidad respecto de las cuentas anuales consolidadas y el informe de gestión.

**Presidente**

D. Antonio Llardén Carratalá

**Consejero Delegado**

D. Marcelino Oreja Arburúa

**Consejeros**

Mr. Sultan Al Burtamani

D. Jesús David Álvarez Mezquíriz

Sociedad Estatal de Participaciones Industriales-SEPI  
(Representada por D. Federico Ferrer Delso)

Dña. Teresa García-Milà Lloveras

D. Miguel Ángel Lasheras Merino

D. Dionisio Martínez Martínez

D. Luis Javier Navarro Vígil

D. Martí Parellada Sabata

D. Ramón Pérez Simarro

D. José Riva Francos

Dña. Isabel Sánchez García

**Secretario del Consejo**

D. Rafael Piqueras Bautista