

Enagás, S.A. y Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de diciembre
de 2014 e Informe de Gestión
Consolidado, junto con el Informe de
Auditoría Independiente

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Enagás, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Enagás, S.A. (la Sociedad Dominante) y sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2014, 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 terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los Administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los Administradores de la Sociedad Dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados de Enagás, S.A. y sociedades dependientes, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, que se identifica en la Nota 2 de la memoria consolidada adjunta, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los Administradores de la Sociedad Dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas 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 a 31 de diciembre de 2014, así como de sus resultados consolidados y 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 en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2014 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad Dominante consideran oportunas sobre la situación de Enagás, S.A. y sociedades dependientes, 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 concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014. 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

24 de febrero de 2015



Miembro ejerciente:
DELOITTE, S.L.

Año **2015** Nº **01/15/00273**
COPIA GRATUITA

.....
Informe sujeto a la tasa establecida en el
artículo 44 del texto refundido de la Ley
de Auditoría de Cuentas, aprobado por
Real Decreto Legislativo 1/2014, de 1 de junio
.....

ENAGÁS, S.A.
y
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas
a 31 de Diciembre de 2014

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
(Expresado en miles de euros)

Activo	Notas	31.12.2014	31.12.2013 (*)	01.01.2013 (*)
ACTIVOS NO CORRIENTES		6.652.652	5.999.808	5.844.723
Activos intangibles	5	77.769	77.348	53.474
Fondo de comercio		17.521	17.521	-
Otros activos intangibles		60.248	59.827	53.474
Propiedades de inversión	7	25.080	-	-
Propiedades, planta y equipo	6	5.336.848	5.593.384	5.485.699
Inversiones contabilizadas por método de participación	8 y 32	740.636	254.633	248.254
Otros activos financieros no corrientes	8	399.906	16.884	29.738
Activos por impuestos diferidos	21	72.413	57.559	27.558
ACTIVOS CORRIENTES		1.059.207	1.043.690	2.078.435
Existencias	9	15.686	15.138	13.776
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8 y 10	484.469	687.765	594.438
Otros activos financieros corrientes	8	3.220	2.997	2.227
Otros activos corrientes		4.383	2.777	2.120
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	11	551.449	335.013	1.465.874
TOTAL GENERAL		7.711.859	7.043.498	7.923.158
<hr/>				
Pasivo	Notas	31.12.2014	31.12.2013 (*)	01.01.2013 (*)
PATRIMONIO NETO		2.260.316	2.139.375	2.004.784
FONDOS PROPIOS	12	2.218.514	2.118.427	2.014.878
Capital suscrito		358.101	358.101	358.101
Reservas		1.578.022	1.477.226	1.379.447
Resultado del ejercicio		406.533	403.183	379.508
Dividendo activo a cuenta		(124.142)	(120.083)	(102.178)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	12	27.555	7.042	(10.094)
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	12	14.247	13.906	-
PASIVOS NO CORRIENTES		4.272.494	4.174.130	5.083.532
Provisiones	14	163.340	169.699	167.734
Pasivos financieros no corrientes	15	3.735.091	3.526.351	4.432.388
Deudas con empresas vinculadas		11	5	16
Pasivos por impuestos diferidos	21	318.001	400.788	408.854
Otros pasivos no corrientes	16	56.051	77.287	74.540
PASIVOS CORRIENTES		1.179.049	729.993	834.842
Pasivos financieros corrientes	15	943.241	482.861	553.641
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	15 y 19	235.808	247.132	281.201
TOTAL GENERAL		7.711.859	7.043.498	7.923.158

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2014

(*) El Balance de Situación Consolidado al 31.12.2013 y 01.01.2013 han sido reexpresados, en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a de la Información Financiera Adjunta).

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Importe Neto de la Cifra de Negocios	22	1.206.192	1.232.982
Ingresos por actividades reguladas		1.185.103	1.214.981
Ingresos por actividades no reguladas		21.089	18.001
Otros ingresos de explotación	22	20.989	28.877
Gastos de personal	23	(84.695)	(82.280)
Otros gastos de explotación	23	(202.803)	(183.745)
Dotaciones a amortizaciones	5 y 6	(314.900)	(328.967)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	6 y 7	(35.166)	(17.135)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		589.617	649.732
Ingresos financieros e ingresos asimilados	24	12.087	24.176
Gastos financieros y gastos asimilados	24	(126.366)	(124.408)
Diferencias de cambio (Netas)	24	8.542	(4.707)
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	24	231	1.074
RESULTADO FINANCIERO NETO		(105.506)	(103.865)
Resultado de las inversiones contabilizadas por método de participación	32	11.160	14.879
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		495.271	560.746
Impuesto sobre las ganancias	21	(87.627)	(156.490)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		407.644	404.256
Resultado atribuible a minoritarios	12	(1.111)	(1.073)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		406.533	403.183
Atribuible a :			
Sociedad Dominante		406.533	403.183
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	13	1,70	1,69
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	13	1,70	1,69

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados Consolidada al 31 de diciembre de 2014

(*) La Cuenta de Resultados Consolidada al 31.12.2013 ha sido reexpresada, en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a de la Información Financiera Adjunta).

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

(Expresado en miles de euros)

	31.12.2014	31.12.2013 (*)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	407.644	404.256
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:	17.241	2.084
Partidas que podrán ser reclasificadas a resultados		
De sociedades contabilizadas por el método de integración global	(48.854)	3.123
Por coberturas de flujos de efectivo	(7.944)	2.846
Por diferencias de conversión	(42.973)	1.131
Efecto impositivo	2.063	(854)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	66.095	(1.039)
Por coberturas de flujos de efectivo	(12.705)	8.285
Por diferencias de conversión	75.579	(8.099)
Efecto impositivo	3.221	(1.225)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	3.272	15.052
De sociedades contabilizadas por el método de integración global	7.277	8.773
Por coberturas de flujos de efectivo	10.391	12.533
Efecto impositivo	(3.114)	(3.760)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	(4.005)	6.279
Por coberturas de flujos de efectivo	(5.148)	7.873
Efecto impositivo	1.143	(1.594)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS	428.157	421.392
Atribuidos a intereses minoritarios	1.111	1.073
Atribuidos a la entidad dominante	427.046	420.319

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 2014

(*) El Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado al 31.12.2013 ha sido reexpresado, en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a de la Información Financiera Adjunta).

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
(Expresado en miles de euros)

	Capital	Prima de Emisión y reservas	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Intereses socios minoritarios	Total Patrimonio neto
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2013	358.101	1.379.447	379.508	(102.178)	(10.094)	-	2.004.784
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	403.183	-	17.136	1.073	421.392
Operaciones con accionistas	-	-	(163.478)	(120.083)	-	12.833	(270.728)
- Distribución de dividendos	-	-	(163.478)	(120.083)	-	-	(283.561)
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios	-	-	-	-	-	12.833	12.833
Otras variaciones del patrimonio neto	-	97.779	(216.030)	102.178	-	-	(16.073)
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	(216.030)	-	-	-	(216.030)
- Otras variaciones	-	97.779	-	102.178	-	-	199.957
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2013 (*)	358.101	1.477.226	403.183	(120.083)	7.042	13.906	2.139.375
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.477.226	403.183	(120.083)	7.042	13.906	2.139.375
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	406.533	-	20.513	1.111	428.157
Operaciones con accionistas	-	-	(182.304)	(124.142)	-	(770)	(307.216)
- Distribución de dividendos	-	-	(182.304)	(124.142)	-	(770)	(307.216)
Otras variaciones del patrimonio neto	-	100.796	(220.879)	120.083	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	(220.879)	-	-	-	(220.879)
- Otras variaciones	-	100.796	-	120.083	-	-	220.879
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.578.022	406.533	(124.142)	27.555	14.247	2.260.316

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 2014

(*) El Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado al 31.12.2013 ha sido reexpresado, en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a de la Información Financiera Adjunta).

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
Expresado en miles de euros

	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013 (*)</u>
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	495.271	560.746
Ajustes al resultado consolidado	432.827	411.668
Amortización de activos fijos	314.900	328.967
Otros ajustes al resultado	117.927	82.701
Variación del capital circulante operativo	(80.598)	(120.374)
Existencias	(548)	882
Deudores y otras cuentas a cobrar	(100.041)	(96.266)
Otros activos y pasivos corrientes	(1.282)	(979)
Otros activos y pasivos no corrientes	(1.101)	(4.568)
Acreedores y otras cuentas a pagar	22.374	(19.443)
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(290.736)	(301.253)
Pagos de intereses	(118.226)	(123.015)
Cobros de intereses	8.262	18.414
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(190.239)	(194.311)
Otros cobros /(pagos)	9.467	(2.341)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	556.764	550.787
Pagos por inversiones	(706.795)	(466.523)
Empresas del grupo y asociadas	(531.138)	(262.002)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(140.343)	(204.296)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	(35.314)	-
Otros activos financieros	-	(225)
Cobros por desinversiones	37.038	11.757
Empresas del grupo y asociadas	-	11.757
Activos no corrientes mantenidos para la venta	37.038	-
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	32.878	20.164
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	32.878	20.164
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(636.879)	(434.602)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	603.766	(963.485)
Emisión	2.173.729	1.241.344
Devolución y amortización	(1.569.963)	(2.204.829)
Pagos por dividendos	(307.215)	(283.561)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	296.551	(1.247.046)
EFFECTO DE CAMBIO EN MÉTODO DE CONSOLIDACIÓN	-	-
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	216.436	(1.130.861)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	335.013	1.465.874
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	551.449	335.013

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 2014

(*) El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado al 31.12.2013 ha sido reexpresado, en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a de la Información Financiera Adjunta).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

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 Enagás, S.A., 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 deben ser realizadas por medio de dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social (Enagás Transporte, S.A.U. y Enagás GTS, S.A.U., respectivamente). 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 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 sociedades dependientes, sociedades asociadas, operaciones conjuntas y negocios conjuntos, que se dedican a actividades de transporte, almacenamiento 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, asimismo, las participaciones en sociedades dependientes, sociedades asociadas, operaciones conjuntas y negocios conjuntos.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2014, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

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. Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014 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, 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.

En la elaboración de las cuentas anuales consolidadas se han tenido en consideración la totalidad de los principios y normas contables y de los criterios de valoración de aplicación obligatoria de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2014, 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 2013 del Grupo Enagás 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 ejercicios anteriores, excepto por las Normas e Interpretaciones que han entrado en vigor durante el ejercicio 2014 y que resultan de aplicación para el Grupo, lo que ha supuesto la reexpresión de determinados saldos comparativos correspondientes al ejercicio 2013 (véanse notas 2.5 y 2.6).

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2014 han sido formuladas por los Administradores en su reunión del Consejo de Administración celebrada el día 23 de febrero de 2015. En cuanto a las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2013, fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás S.A., celebrada el 25 de marzo de 2014, siendo depositadas posteriormente en el Registro Mercantil de Madrid.

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 2014.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, Enagás, S.A.

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2014 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por sus Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- La vida útil de los activos intangibles y los activos registrados como propiedades, planta y equipo (véanse Notas 3.b y 3.c).
- Provisiones por desmantelamiento/costes de abandono (véase Nota 3.c).
- La valoración de activos no financieros para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véase Nota 3.d).
- Valor razonable de los instrumentos financieros (véase Nota 3.i).
- Contabilización de provisiones y contingencias (véase Nota 3.m).
- El cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos (véanse Notas 3.q).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2014 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 de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en la Cuenta de Resultados Consolidada, tal y como se establece en la NIC 8.

2.3 Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2014 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- Con fecha 21 de marzo de 2014, se hizo efectivo el contrato de adquisición del 22,38% de la sociedad Transportadora de Gas del Perú, S.A. (en adelante, TgP) por la sociedad Enagás Internacional, S.L.U. a la sociedad Hunt Pipeline Company of Peru Ltd. por un 12,38% y a Repsol Exploración Perú, S.A. por un 10%. Adicionalmente, Enagás Internacional, S.L.U. alcanzó un acuerdo para vender el 2,38% de TgP y comprar el 30% de la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (en adelante, COGA), empresa operadora de TgP, a Carmen Corporation e indirectamente a Canada Pension Plan Investment Board (en adelante, CPPIB). Este acuerdo estaba sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas.

Como resultado de estos acuerdos, Enagás Internacional, S.L.U. registró 466 millones de dólares estadounidenses (337 millones de euros) por el 20% de participación de TGP; y 49 millones de dólares (35 millones de euros) por el 2,38% en el epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta".

Con fecha 2 de mayo de 2014, se constituyó la Sociedad 1915279 Ontario Inc., participada al 100% por Enagás Internacional S.L.U. Posteriormente, el 10 de junio de 2014, Enagás Internacional, S.L.U. realizó la aportación del 2,38% de las acciones de TgP que figuraban en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a la sociedad 1915279 Ontario Inc, como parte de las condiciones necesarias para hacer efectiva la transmisión a CPPIB.

El 31 de julio de 2014, Enagás Internacional S.L.U. vendió a Carmen Corporation e indirectamente a CPPIB la Sociedad 1915279 Ontario Inc. por importe de 49 millones de dólares (37 millones de euros).

Asimismo, el 23 de diciembre de 2014 se hizo efectiva por parte de Enagás Internacional S.L.U. la adquisición del 30% de la sociedad canadiense Tecgas Inc., que a su vez participa en el 100% de la sociedad peruana COGA, por importe de 15 millones de dólares (12 millones de euros).

Por tanto, como resultado de estas transacciones, Enagás Internacional, S.L.U. mantiene una participación del 20% en TgP, consolidándola por el método de la participación, al contar con influencia significativa, que le permite intervenir e influir en las principales decisiones de política financiera y de operación de la compañía, sin llegar a tener el control o el control conjunto de la misma.

En relación con la participación del 30% en Tecgas Inc., e indirectamente en COGA, se consolida por el método de la participación. Enagás Internacional, S.L.U. posee control conjunto sobre estas sociedades, ya que las decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas relevantes, de las actividades de estas sociedades necesitan del acuerdo unánime de los socios, que ejercen el control conjunto sobre ellas.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- Por otra parte, el 9 de abril de 2014, se constituyó la sociedad Enagás México, S.A. de C.V, por importe de 50 mil pesos mexicanos (2 mil euros). Esta sociedad tiene su domicilio social en México y es participada al 99% por Enagás Internacional, S.L.U y un 1% por Enagás, S.A. Esta participación se consolida por el método de integración global.
- El día 30 de junio de 2014, el consorcio formado por Enagás Internacional, S.L.U. y Odebrecht Latinvest Perú Ductos, S.A. junto con Inversiones en Infraestructuras de Transporte por Ductos, S.A.C. (sociedades del Grupo Odebrecht) resultó adjudicatario del proyecto de Gasoducto del Sur Peruano, licitado por el Gobierno de Perú, adjudicación que implica la obligación para los miembros del consorcio de crear una sociedad para el desarrollo del proyecto. Con este motivo, con fecha 10 de julio de 2014, se constituyó la sociedad peruana Gasoducto del Sur Peruano, S.A. (en adelante, GSP), aportando Enagás Internacional, S.L.U. el 25% del capital social por importe de 43.039 miles de dólares, y las sociedades del Grupo Odebrecht el 75% restante. Esta participación se integra mediante el método de la participación en los Estados Financieros Consolidados del Grupo Enagás. Enagás Internacional, S.L.U. tiene control conjunto de la sociedad, debido a que se requiere el consentimiento unánime de los accionistas para la toma de decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, de las actividades relevantes.
- El 21 de julio de 2014, las sociedades Servicios de Compresión SLM y Enagás Internacional, S.L.U. constituyeron conjuntamente la sociedad Estación de Compresión Soto La Marina O&M, SAPI de CV, ubicada en México y cuyo capital social asciende 50 mil pesos mexicanos (2 mil euros). Enagás Internacional, S.L.U participa en el 50% y tiene el control conjunto de la sociedad, al requerirse el voto favorable de ambos socios para la adopción de las decisiones estratégicas de la sociedad, tanto financieras como de operación. Por tanto, esta participación se consolida por el método de la participación.
- El 5 de agosto de 2014, Enagás Internacional S.L.U. constituyó la sociedad peruana Enagás Perú, S.A.C., por importe de 11 mil nuevos soles peruanos (3 mil euros). Posteriormente se realizó una ampliación de capital por importe de 3.000 miles de nuevos soles peruanos (8 miles de euros). Esta sociedad queda participada al 99% por Enagás Internacional, S.L.U. y al 1% Enagás, S.A., consolidándose su participación por el método de integración global.
- El 29 de septiembre de 2014, Enagás Internacional, S.L.U y Fluxys Europe B.V. firmaron un acuerdo para la adquisición del 19% de participación de Total Gas Transport Ventures, S.A.S. y PEG Infrastruktur AG (E.ON) en la compañía que está desarrollando el proyecto Trans Adriatic Pipeline AG (en adelante, TAP). Como consecuencia de este acuerdo, Enagás Internacional, S.L.U. adquirió un 16% del accionariado de esta compañía y Fluxys Europe B.V. el 3% de la participación restante. Enagás Internacional, S.L.U. cuenta con influencia significativa en esta sociedad, que le permite intervenir e influir en las principales decisiones de política financiera y de operación de la compañía, sin llegar a tener el control o el control conjunto de la misma, consolidándose por tanto mediante el método de la participación.
- Con fecha 13 de octubre de 2014, ha tenido lugar la fusión de las sociedades chilenas Enagás Chile I SpA con su subsidiaria participada al 100%, Enagás Chile II Limitada. La sociedad Enagás Chile I ha pasado a denominarse Enagás Chile SpA, y se encuentra participada al 100% por Enagás Internacional, S.L.U. Asimismo, esta sociedad cuenta con la participación del 51% en la sociedad Terminal de Valparaíso S.A.

2.4 Principios de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Sociedad Dominante, Enagás, S.A. y sus sociedades dependientes, asociadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2014.

Se consideran como sociedades dependientes aquellas en las que el Grupo Enagás reúne todos los elementos siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- Tiene poder sobre la participada, entendiendo como tal, cuando una sociedad posee derechos que le permiten dirigir las actividades relevantes, entendidas éstas como aquellas que afectan significativamente a los rendimientos de la sociedad dependiente.
- Mantiene exposición o derecho a rendimientos variables procedentes de su implicación en la sociedad dependiente
- Existe capacidad de utilizar su poder para influir en el importe de los rendimientos a obtener procedentes de dicha sociedad dependiente.

Las sociedades dependientes se consolidan por el método de integración global.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio neto y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Enagás se presenta bajo la denominación de “Intereses Minoritarios (Socios Externos)” dentro del epígrafe de “Patrimonio Neto” del Balance de Situación Consolidado adjunto y “Resultado atribuido a socios minoritarios” dentro de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

Las sociedades dependientes se consolidan a partir de la fecha de adquisición, es decir, la fecha en la que el Grupo obtiene el control, y siguen consolidándose hasta el momento en que se pierda dicho control. Los estados financieros de las sociedades dependientes se preparan para el mismo periodo que los de la sociedad dominante.

En cuanto a los acuerdos conjuntos, es decir, aquellos mediante los cuales el Grupo Enagás mantiene el control conjunto con otro u otros socios, se distingue entre operaciones conjuntas y negocios conjuntos. Se entiende por control conjunto al control compartido en virtud de un acuerdo contractual que requiere consentimiento unánime de todas las partes en la toma de decisiones sobre las actividades relevantes.

En este sentido, se consideran como operaciones conjuntas aquellas en las que, basándose en un acuerdo contractual, tiene derecho a los activos y obligaciones respecto de los pasivos. Las participaciones en operaciones conjuntas se consolidan a través de la integración proporcional.

Por otro lado, se consideran como negocios conjuntos aquellos en los que, también basándose en un acuerdo contractual, se tiene derecho a los activos netos del mismo. Las participaciones en negocios conjuntos se consolidan por el método de la participación.

Por su parte, se consideran como entidades asociadas aquellas sobre las que el Grupo Enagás posee influencia significativa, entendiendo ésta como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto de ésta. Estas participaciones en asociadas se consolidan a través del método de la participación.

Si procede, se realizan ajustes en los estados financieros de las sociedades dependientes, participadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas, para unificar sus políticas contables con las aplicadas por el Grupo Enagás.

El proceso de consolidación del Grupo Enagás se ha llevado a cabo de acuerdo al siguiente proceso:

a. Se ha seguido el método de integración global para las sociedades participadas al 100%: Enagás Transporte, S.A. Unipersonal, Enagás GTS, S.A. Unipersonal, Enagás Internacional, S.L. Unipersonal, Enagás Financiaciones, S.A. Unipersonal, Enagás Altamira, S.L. Unipersonal, Enagás Perú, S.A.C., Enagás México, S.A. de C.V. y los estados financieros consolidados del subgrupo Chile, cuya sociedad dominante es la sociedad Enagás Chile, Spa. También se consolida por este método la sociedad Enagás Transporte del Norte, S.L., sociedad participada al 90%, reconociéndose la participación del 10% del Ente Vasco de la Energía en el epígrafe de “Intereses Minoritarios (Socios Minoritarios)” dentro del Patrimonio Neto del Balance Consolidado al 31 de diciembre de 2014.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

b. En cuanto a las sociedades consideradas como operaciones conjuntas, Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto Extremadura, S.A., se han integrado proporcionalmente (véase Nota 2.6).

c. Por último, se ha utilizado el método de la participación para las sociedades Compañía Transportista de Gas de Canarias, S.A. (Gascan), Morelos EPC, SAPI de CV, Gasoducto de Morelos, SAPI de CV, Estación de Compresión Soto la Marina SAPI de CV, Estación de Compresión Soto la Marina EPC SAPI de CV, COGA, Estación de Compresión Soto la Marina O&M SAPI de CV, Bahía de Bizkaia Gas, S.L., TAP, GSP, Terminal de LNG de Altamira, S. de RL de CV, y TgP. Asimismo, dentro del subconsolidado del que es cabecera la sociedad Enagás Chile, Spa, las participaciones en Terminal de Valparaíso e indirectamente en GNL Quintero, S.A. son integradas 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 resultados por operaciones con otras compañías del grupo en la proporción en que se efectúa su integración. En cuanto a las pérdidas y ganancias realizadas por operaciones entre empresas del grupo y empresas que se consolidan por el método de participación se ha eliminado el porcentaje de participación que el Grupo posee en estas 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, S.LU., Enagás Altamira, S.L.U., Altamira LNG, CV, Gasoductos de Morelos, SAPI de CV, Morelos EPC, Estación de Compresión Soto La Marina SAPI de CV, GSP, TgP, Estación de Compresión Soto La Marina EPC SAPI de CV, Estación de Compresión Soto La Marina O&M SAPI de CV, Enagás México, Enagás Perú y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense. Asimismo, COGA tiene como moneda funcional el nuevo sol peruano.

La conversión a euros de los Estados Financieros de las referidas sociedades en el proceso de consolidación del Grupo Enagás se ha llevado a cabo empleando 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 netos, 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 patrimonio neto relacionadas con dicha sociedad se reconocerán en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el efecto derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio con respecto al euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo han sido en los ejercicios 2014 y 2013:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2014	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2014
Dólar estadounidense	1,33005	1,21291
Sol Peruano	3,82537	3,71050

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2013	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2013
Dólar estadounidense	1,32830	1,37890

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.

En el proceso de consolidación los dividendos recibidos por sociedades consolidadas por los métodos de integración global e integración proporcional se eliminan considerándolos reservas de la sociedad que los recibe y se incluyen dentro del epígrafe "Reservas". En el caso de los socios minoritarios en las sociedades consolidadas por integración global, el importe del dividendo que corresponde a la participación de los socios minoritarios se elimina del epígrafe "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" del Patrimonio Neto Consolidado.

En las sociedades contabilizadas por el método de participación, los dividendos recibidos se contabilizan como un menor importe del epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación".

h. Método de participación: La inversión se registra inicialmente al coste, y es ajustada posteriormente por la parte correspondiente del inversor de los cambios en los activos netos de la participada. Adicionalmente, los dividendos recibidos se contabilizan como un menor importe del epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación".

El resultado consolidado del ejercicio incluye su participación en el resultado del periodo de la participada en el epígrafe de "Resultado inversiones contabilizadas por método de la participación" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta. Si la participación en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto iguala o excede su participación en éstos, se dejará de reconocer su pérdida en las pérdidas adicionales. Una vez que la participación de la entidad se redujera a cero, se mantendrán las pérdidas adicionales y se reconocerá un pasivo, solo en la medida en que la entidad haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o haya efectuado pagos en nombre de la asociada o negocio conjunto. Si la asociada o negocio conjunto informara con posterioridad ganancias, la entidad reanudará el reconocimiento de su participación en éstas únicamente después de que su participación en las citadas ganancias iguale la participación en las pérdidas no reconocidas.

Asimismo, en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado adjunto se incluye su participación en dicho estado de la participada.

En el momento de la adquisición de la entidad asociada o negocio conjunto, cualquier diferencia entre el coste de la inversión y la participación en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la entidad asociada o negocio conjunto, se contabilizan de la forma siguiente:

- La plusvalía relacionada con estas sociedades o negocios conjuntos se incluyen en el importe en libros de la inversión. No se permitirá la amortización de esa plusvalía.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- Cualquier exceso de la participación en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables sobre el coste de la inversión se incluirá como ingreso para la determinación de la participación en el resultado del periodo de la asociada o negocio conjunto en el periodo en el que se adquiriera la inversión.

En la Nota 32 se resumen las circunstancias más significativas de los negocios conjuntos del Grupo al cierre del ejercicio 2014.

2.5 Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2013 se presenta única y exclusivamente, a efectos comparativos con la información del ejercicio 2014.

A este respecto, de acuerdo a lo indicado en la Nota 2.6, la información comparativa correspondiente al ejercicio 2013 ha sido reexpresada en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014.

2.6 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 Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014 son las mismas que las seguidas para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados anuales del ejercicio 2013, excepto por la adopción, desde la fecha 1 de enero de 2014, de las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones publicadas por el IASB y el IFRS-IC (IFRS Interpretations Committee) y adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
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
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 .	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
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 2014
Modificaciones a NIC 36: Desgloses sobre el importe recuperable de activos no financieros (publicada en mayo de 2013)	Clarifica cuando son necesarios determinados desgloses y amplía los requeridos cuando el valor recuperable está basado en el valor razonable menos costes de ventas	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
Modificaciones a NIC 39: Novación de derivados y la continuación de la contabilidad de coberturas (publicada en junio de 2013)	Las modificaciones determinan, en qué casos, y con qué criterios, la novación de un derivado no hace necesaria la interrupción de la contabilidad de cobertura	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014
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

El principal impacto a su entrada en vigor en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas es el siguiente:

- **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.**

La NIIF 10 modifica la definición de control que existía hasta 2013. 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

La NIIF 11 sobre Acuerdos conjuntos ha sustituido a la NIC 31. El cambio fundamental que plantea NIIF 11 respecto de la norma anterior es la eliminación de la opción de consolidación proporcional para las entidades que se controlan conjuntamente, que han pasado a incorporarse por método de participación, excepto para el caso de operaciones conjuntas, cuyo método de consolidación sigue siendo integración proporcional.

El efecto de la aplicación de esta Norma no ha tenido efectos significativos, dado que las únicas filiales afectadas son las sociedades participadas Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (en adelante, BBG) y Altamira LNG, CV. Con la aplicación de NIIF 11, estas sociedades han pasado a ser consideradas como negocios conjuntos, debiendo pasar a integrarse por el método de participación. En base a esto, en lugar de la integración proporcional de sus activos, pasivos e ingresos y gastos en el Balance de Situación Consolidado y la Cuenta de Resultados Consolidada, se ha reconocido el valor razonable de la inversión financiera por puesta en equivalencia de ambas sociedades en el epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación", mientras que la integración de su resultado ha sido realizada a través del epígrafe "Resultado de las inversiones contabilizadas por método de la participación".

Como resultado de la aplicación de esta norma, el Grupo ha registrado al 1 de enero de 2014 una inversión financiera en el epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación" por importe total de 88.787 miles de euros (42.055 miles de euros correspondientes a la inversión en BBG, y 46.732 miles de euros correspondientes a Altamira LNG, CV) en el Balance de Situación Consolidado.

Por otra parte, en relación con las Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A. ambas sociedades se consideran operación conjunta de acuerdo con la NIIF 11, al tener Enagás Transporte, S.A.U. y GALP Gas Natural, S.A., derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con ambas sociedades (véase Nota 2.4). Esta consideración se recoge en los distintos acuerdos contractuales en virtud de los cuales, las sociedades venden la totalidad de su capacidad tanto a GALP Gas Natural, S.A. como a Enagás Transporte, S.A.U. Por tanto, los activos y pasivos de estas sociedades se integran proporcionalmente.

De conformidad con los supuestos y requerimientos establecidos en la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", las anteriores normas y modificaciones se han aplicado de manera retroactiva, reexpresando la información comparativa presentada correspondiente al ejercicio 2013 (en cuya fecha de formulación no resultaban aún de aplicación las referidas normas), para hacerla comparativa con la información al 31 de diciembre de 2014.

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 o acuerdos conjuntos) incluyendo nuevos requerimientos de desgloses.

El efecto de aplicar estas normas sobre el Balance de Situación Consolidado, la Cuenta de Resultados Consolidada, el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos (sólo a efectos de reclasificaciones entre epígrafes), y el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado al 31 de diciembre de 2013 es el que se indica a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Activo	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.136.747	(136.939)	5.999.808
Activos intangibles	97.354	(20.006)	77.348
Fondo de comercio	35.851	(18.330)	17.521
Otro inmovilizado intangible	61.503	(1.676)	59.827
Propiedades de inversión	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	5.784.405	(191.021)	5.593.384
Inversiones contabilizadas por método de participación	165.846	88.787	254.633
Otros activos financieros no corrientes	17.107	(223)	16.884
Activos por impuestos diferidos	72.035	(14.476)	57.559
ACTIVOS CORRIENTES	1.073.853	(30.163)	1.043.690
Existencias	15.182	(44)	15.138
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	699.321	(11.556)	687.765
Otros activos financieros corrientes	2.997	-	2.997
Otros activos corrientes	2.995	(218)	2.777
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	353.358	(18.345)	335.013
TOTAL GENERAL	7.210.600	(167.102)	7.043.498
Pasivo y Patrimonio Neto	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
PATRIMONIO NETO	2.139.375	-	2.139.375
FONDOS PROPIOS	2.118.427	-	2.118.427
Capital suscrito	358.101	-	358.101
Reservas	1.477.226	-	1.477.226
Resultado del ejercicio	403.183	-	403.183
Dividendo activo a cuenta	(120.083)	-	(120.083)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	7.042	-	7.042
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	13.906	-	13.906
PASIVOS NO CORRIENTES	4.320.324	(146.194)	4.174.130
Provisiones	177.321	(7.622)	169.699
Pasivos financieros no corrientes	3.649.289	(122.938)	3.526.351
Deudas con empresas del grupo y asociadas l/p	5	-	5
Pasivos por impuestos diferidos	416.422	(15.634)	400.788
Otros pasivos no corrientes	77.287	-	77.287
PASIVOS CORRIENTES	750.901	(20.908)	729.993
Pasivos financieros corrientes	494.305	(11.444)	482.861
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	256.596	(9.464)	247.132
TOTAL GENERAL	7.210.600	(167.102)	7.043.498

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 1 DE ENERO DE 2013

Activo	01.01.2013	Aplicación NIIF 11	01.01.2013 reexpresado
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.977.882	(133.159)	5.844.723
Activos intangibles	74.303	(20.829)	53.474
Fondo de comercio	19.153	(19.153)	-
Otro inmovilizado intangible	55.150	(1.676)	53.474
Propiedades de inversión	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	5.679.516	(193.817)	5.485.699
Inversiones contabilizadas por método de participación	152.341	95.913	248.254
Otros activos financieros no corrientes	29.759	(21)	29.738
Activos por impuestos diferidos	41.963	(14.405)	27.558
ACTIVOS CORRIENTES	2.105.561	(27.126)	2.078.435
Existencias	13.829	(53)	13.776
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	607.473	(13.035)	594.438
Otros activos financieros corrientes	2.227	-	2.227
Otros activos corrientes	2.385	(265)	2.120
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1.479.647	(13.773)	1.465.874
TOTAL GENERAL	8.083.443	(160.285)	7.923.158
<hr/>			
Pasivo y Patrimonio Neto	01.01.2013	Aplicación NIIF 11	01.01.2013 reexpresado
PATRIMONIO NETO	2.004.784	-	2.004.784
FONDOS PROPIOS	2.014.878	-	2.014.878
Capital suscrito	358.101	-	358.101
Reservas	1.379.447	-	1.379.447
Resultado del ejercicio	379.508	-	379.508
Dividendo activo a cuenta	(102.178)	-	(102.178)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	(10.094)	-	(10.094)
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	5.210.229	(126.697)	5.083.532
Provisiones	175.389	(7.655)	167.734
Pasivos financieros no corrientes	4.538.270	(105.882)	4.432.388
Deudas con empresas del grupo y asociadas l/p	16	-	16
Pasivos por impuestos diferidos	422.014	(13.160)	408.854
Otros pasivos no corrientes	74.540	-	74.540
PASIVOS CORRIENTES	868.430	(33.588)	834.842
Pasivos financieros corrientes	575.010	(21.369)	553.641
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	293.420	(12.219)	281.201
TOTAL GENERAL	8.083.443	(160.285)	7.923.158

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
Importe Neto de la Cifra de Negocios	1.278.603	(45.621)	1.232.982
Ingresos por actividades reguladas	1.235.412	(20.431)	1.214.981
Ingresos por actividades no reguladas	43.191	(25.190)	18.001
Otros ingresos de explotación	29.521	(644)	28.877
Gastos de personal	(85.518)	3.238	(82.280)
Otros gastos de explotación	(194.519)	10.774	(183.745)
Dotaciones a amortizaciones	(342.082)	13.115	(328.967)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	(17.135)	-	(17.135)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	668.870	(19.138)	649.732
Ingresos financieros e ingresos asimilados	24.231	(55)	24.176
Gastos financieros y gastos asimilados	(129.886)	5.478	(124.408)
Diferencias de cambio (netas)	(4.894)	187	(4.707)
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	1.074	-	1.074
RESULTADO FINANCIERO	(109.475)	5.610	(103.865)
Rdo. Entidades valoradas método puesta en equivalencia	5.610	9.269	14.879
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS	565.005	(4.259)	560.746
Impuesto sobre las ganancias	(160.749)	4.259	(156.490)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS	404.256	-	404.256
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	404.256	-	404.256
Resultado atribuido a socios externos	(1.073)	-	(1.073)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	403.183	-	403.183
Atribuible a :			
Sociedad Dominante	403.183	-	403.183
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	1,69	-	1,69
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	1,69	-	1,69

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	404.256		404.256
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:	2.084	-	2.084
Partidas que podrán ser reclasificadas a resultados			
De sociedades contabilizadas por el método de integración global/proporcional	2.084	1.039	3.123
Por coberturas de flujos de efectivo	11.131	(8.285)	2.846
Por diferencias de conversión	(6.968)	8.099	1.131
Efecto impositivo	(2.079)	1.225	(854)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	(1.039)	(1.039)
Por coberturas de flujos de efectivo	-	8.285	8.285
Por diferencias de conversión	-	(8.099)	(8.099)
Efecto impositivo	-	(1.225)	(1.225)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	15.052	-	15.052
De sociedades contabilizadas por el método de integración global/proporcional	15.052	(6.279)	8.773
Por coberturas de flujos de efectivo	20.406	(7.873)	12.533
Efecto impositivo	(5.354)	1.594	(3.760)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	-	6.279	6.279
Por coberturas de flujos de efectivo	-	7.873	7.873
Efecto impositivo	-	(1.594)	(1.594)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS	421.392	-	421.392
Atribuidos a intereses minoritarios	1.073		1.073
Atribuidos a la entidad dominante	420.319		420.319

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

	2013	Aplicación NIIF 11	2013 reexpresado
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	565.005	(4.259)	560.746
Ajustes al resultado consolidado	439.577	(27.909)	411.668
Amortización de activos fijos	342.082	(13.115)	328.967
Otros ajustes al resultado	97.495	(14.794)	82.701
Variación del capital circulante operativo	(124.637)	4.263	(120.374)
Existencias	891	(9)	882
Deudores y otras cuentas a cobrar	(96.827)	561	(96.266)
Otros activos y pasivos corrientes	(979)	-	(979)
Acreedores y otras cuentas a pagar	(23.392)	18.824	(4.568)
Otros activos y pasivos no corrientes	(4.330)	(15.113)	(19.443)
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(310.810)	9.557	(301.253)
Pagos de intereses	(127.951)	4.936	(123.015)
Cobros de intereses	18.425	(11)	18.414
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(198.943)	4.632	(194.311)
Otros cobros /(pagos)	(2.341)	-	(2.341)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	569.135	(18.348)	550.787
Pagos por inversiones	(481.032)	14.509	(466.523)
Empresas del grupo y asociadas	(262.002)	-	(262.002)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(218.743)	14.447	(204.296)
Otros activos financieros	(287)	62	(225)
Cobros por desinversiones	11.757	-	11.757
Empresas del grupo y asociadas	11.757	-	11.757
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	4.782	15.382	20.164
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	4.782	15.382	20.164
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(464.493)	29.891	(434.602)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(947.370)	(16.115)	(963.485)
Emisión	1.283.846	(42.502)	1.241.344
Devolución y amortización	(2.231.216)	26.387	(2.204.829)
Pagos por dividendos	(283.561)	-	(283.561)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(1.230.931)	(16.115)	(1.247.046)
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	(1.126.289)	(4.572)	(1.130.861)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	1.479.647	(13.773)	1.465.874
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	353.358	(18.345)	335.013

No se adjunta el efecto en el Estado Total de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado al 31 de diciembre de 2013, dado que la aplicación de estas normas no ha supuesto modificación sobre los mismos.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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

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

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
CNIIF 21 Gravámenes (publicada en mayo de 2013)	Interpretación sobre cuando reconocer un pasivo por tasas o gravámenes que son condicionales a la participación de la entidad en una actividad en una fecha especificada.	Períodos anuales iniciados a partir del 17 de junio de 2014
No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Modificación de NIC 19: Contribuciones de empleados a planes de prestación definida (publicada en noviembre de 2013)	La modificación se emite para facilitar la posibilidad de deducir estas contribuciones del coste del servicio en el mismo periodo en que se pagan si se cumplen ciertos requisitos.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de julio de 2014
Mejoras a las NIIF Ciclo 2010-2012 y Ciclo 2011-2013 (publicadas en diciembre de 2013)	Modificaciones menores de una serie de normas	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de julio de 2014
Modificación de la NIC 16 y NIC 38 - Métodos aceptables de depreciación y amortización	Clarifica que los métodos de amortización basados en ingresos no se permiten, pues no reflejan el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuro de un activo	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIIF 11 - Adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas	La modificación requiere que cuando la operación conjunta sea un negocio se aplique el método de adquisición de NIIF 3.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Mejoras a las NIIF Ciclo 2012-2014	Modificaciones menores de una serie de normas	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación NIIF 10 y NIC 28 - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada/negocio conjunto	Clarificación en relación al resultado de estas operaciones, para que en el caso de un negocio se registre un resultado total, y en el caso de una transacción con activos, el resultado sea parcial.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 27 - Método de puesta en equivalencia en Estados Financieros Separados	Esta modificación tiene como objeto permitir la puesta en equivalencia en los estados financieros individuales de un inversor.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 16 y NIC 41: Plantas Productoras	Modificación por la que las plantas productoras pasarán a llevarse a coste, en lugar de a valor razonable.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
NIIF 15 Ingresos procedentes de contratos con clientes	Sustituirá a las normas NIC 18 y NIC 11, así como a las interpretaciones vigentes sobre ingresos. Se establece un modelo más restrictivo y basado en reglas, además de tener un enfoque contractual muy distinto, por lo que la aplicación de los nuevos requisitos puede dar lugar a cambios en el perfil de ingresos.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017
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) y contabilidad de cobertura y otras modificaciones (publicada en noviembre de 2013)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración de activos y pasivos financieros y bajas en cuentas y contabilidad de cobertura de NIC 39.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

En lo referente a las Normas, Interpretaciones y modificaciones detalladas anteriormente, el Grupo está valorando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus Estados Financieros Consolidados.

3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014 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 que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes, 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 (véase Nota 3.d).

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 dichos valores provisionales en el periodo necesario hasta 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 2014

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

El Grupo Enagás valora inicialmente estos activos 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 registrados como propiedades, planta y equipo (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 gastos 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 1.634 miles de euros en 2014 y 2.150 miles de euros en 2013 (véase Nota 23.2).

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	1,28%-1,33%	78-75
- Concesiones portuarias en Planta de Huelva	7,6%	13
- Otras concesiones en Planta Bilbao	20%	5
- Uso dominio público radioeléctrico	20%	5
Aplicaciones Informáticas	25%	4

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

En el ejercicio 2013, se aprobó por acuerdo del Consejo de Ministros, la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instituciones sujetas al régimen del comercio de derechos de emisión por el período 2013-2020, entre las que se incluyen instalaciones de Enagás Transporte, S.A.U.

Durante el segundo trimestre de 2014 el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2013 para todas las instalaciones referidas (véase Nota 27).

Para los derechos recibidos gratuitamente de acuerdo al Plan Nacional de Asignación del periodo 2013-2020, se considera como coste de adquisición un valor nulo dado que el Grupo presenta los activos netos de subvenciones (véase Nota 27). La totalidad de los derechos de Enagás Transporte, S.A.U. son recibidos gratuitamente.

c. Propiedades, planta y equipo

Los activos registrados como propiedades, planta y equipo se valoran 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 minoran 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 en activos relativos a proyectos que se consolidan por el método de integración global e integración proporcional 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 2014 de 2,83% (2,99% en 2013).
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 tienen en cuenta los costes de personal directos, es decir, las horas realizadas e imputadas a cada proyecto según unos precios/hora calculados al inicio del ejercicio. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2014 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 dismantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de Serrablo, Yela y Gaviota, así como las plantas de regasificación de Bilbao, Altamira, 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 dismantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones a largo plazo" (véase Nota 14) 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, S.A. 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 dismantelamiento en 14,7 millones de euros, registra dicha provisión como mayor valor del Inmovilizado. Esta provisión se actualizará cada año por el efecto financiero que el Grupo lleva contra una cuenta por cobrar a largo plazo con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) ya que una vez autorizado el dismantelamiento, podrá solicitar la realización de pagos a cuenta por concepto de costes de dismantelamiento.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Los gastos y actualización de abandono del Almacenamiento Subterráneo de Serrablo corresponden 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 Enagás, 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 procedió 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 el Grupo Enagás 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, si bien no se obtuvieron 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, el Grupo procedió al registro contable de la misma.

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 comienza cuando los activos están listos para el uso para el que fueron concebidos.

Se registra como propiedades, planta y equipo 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 propiedades, planta y equipo 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 de los activos registrados como propiedades, planta y equipo sigue el método lineal, aplicando porcentajes de amortización anual calculados en función de los años de vida útil estimada de los respectivos bienes.

Adicionalmente, como consecuencia de la reforma regulatoria llevada a cabo en España tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, posteriormente publicado como Ley 18/2014, de 15 de octubre, (véase Nota 4), entre otras medidas, se ha modificado la vida útil regulatoria de distintos activos afectos a la red de transporte, pasando la misma de 30 años a 40 años. En este contexto, el Grupo Enagás ha realizado un estudio técnico de dichos activos con el objetivo de verificar si, desde un punto de vista técnico, la vida útil de dichos activos podría adecuarse a la vida útil regulatoria establecida por la nueva Ley. Dicho estudio ha sido concluido satisfactoriamente, reestimándose por tanto una nueva vida útil de 40 años.

Esta modificación ha tenido un impacto en la Cuenta de Resultados Consolidada, como menor amortización, de 22.795 miles de euros en el ejercicio 2014 (véase Nota 6).

Las vidas útiles estimadas por el Grupo Enagás corresponden al siguiente detalle:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

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

Los Administradores consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, calculando éste en base a los flujos de efectivo 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" (véase Nota 3.d).

Las subvenciones oficiales relacionadas con los activos registrados como propiedades, planta y equipo se consideran menor coste de adquisición de los mismos, imputándose a resultados a lo largo de las vidas útiles previstas de los activos correspondientes como una menor amortización del activo afecto.

d. Deterioro de valor de los activos registrados como propiedades, planta y equipo, activos intangibles y fondo de comercio, y metodología para la estimación del valor recuperable

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 pérdida de valor para el resto de los activos, se analiza el valor recuperable de los mismos para determinar si existe posibilidad de deterioro.

Cuando el importe recuperable es menor al valor neto contable del activo, se reconoce en la Cuenta de Resultados Consolidada una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos con cargo al epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado". 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: (i) su valor razonable minorado por los costes necesarios para su venta y (ii) 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 deterioro.

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por los costes necesarios para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados. El Grupo Enagás está considerando como importe recuperable el valor en uso, para cuyo cálculo, se emplea la metodología que se describe a continuación.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Para estimar el valor en uso, el Grupo Enagás prepara las previsiones de flujos de efectivo futuros después de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por los Administradores. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos, costes e inversión de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando la experiencia del pasado, las previsiones sectoriales y las expectativas futuras de acuerdo con el marco regulatorio vigente y los contratos.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que es posible identificar flujos de efectivo independientes. Tanto los activos como los fondos de comercio se asignan a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) conforme a juicios profesionales y atendiendo a las características propias del negocio, los segmentos y las áreas geográficas en los que opera el Grupo.

El periodo utilizado por el Grupo Enagás para determinar las proyecciones de los flujos de efectivo de las unidades generadoras de efectivo se corresponde con el periodo en el que el activo devenga retribución asociada a la inversión (véase Nota 4). Al final de este periodo el Grupo Enagás considera un valor residual a partir de los flujos del último ejercicio con una tasa de crecimiento igual a 0.

Los Administradores consideran que sus proyecciones son fiables y que la experiencia pasada, junto a la naturaleza del negocio facilita su capacidad de predecir los flujos de efectivo en periodos como los considerados.

Las hipótesis más representativas que se incluyen en las proyecciones utilizadas y que se basan en las previsiones del negocio y la propia experiencia pasada, son las siguientes:

- **Retribución regulada:** se ha estimado de acuerdo con la retribución aprobada por Ley para los años en que esté disponible, mientras que para los posteriores se han utilizado los mismos mecanismos de actualización que la legislación establece.
- **Inversión:** se ha usado la mejor información disponible sobre los planes de inversión en activos y mantenimiento de las infraestructuras y sistemas, basándonos en la planificación obligatoria del sistema gasista, a lo largo del horizonte temporal estimado.
- **Costes de operación y mantenimiento:** se han considerado los contratos de mantenimiento suscritos, así como el resto costes estimados en base al conocimiento del sector y la experiencia pasada. Han sido proyectados coherentemente con el crecimiento que se espera derivado del plan de inversiones.
- **Otros costes:** han sido proyectados en base al conocimiento del sector, la experiencia pasada y coherentemente con el crecimiento que se espera derivado del plan de inversiones.

A fin de calcular el valor actual, los flujos de efectivo proyectados se descuentan a una tasa, después de impuestos, que recoge el coste medio ponderado del capital (WACC) del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el valor temporal del dinero, la tasa libre de riesgo y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica en cuestión. La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro en el mercado que corresponda, con profundidad y solvencia suficientes, y con un vencimiento acorde con el plazo de generación de los flujos futuros de caja. No obstante, se toma en consideración para cada área geográfica el riesgo país asociado. Dicho esto, la prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo, para cuyo cálculo se tienen en cuenta las betas estimadas según la selección de empresas comparables que tengan actividad principal similar.

La tasa de descuento del ejercicio 2014 para las actividades reguladas en España es del 4,39%.

La práctica totalidad de los activos registrados como propiedades, planta y equipo corresponden 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

e. Propiedades de inversión

El epígrafe de Propiedades de inversión del Balance de Situación adjunto recoge el valor del terreno descrito en la Nota 7.

Tras su reconocimiento inicial, el Grupo Enagás valora dicho terreno siguiendo el modelo de coste, cuyos requisitos son los mismos que los establecidos para los activos registrados como propiedades, planta y equipo, tanto en lo referente a valoración como a test de deterioro (véanse Nota 3.c).

Sin embargo, dado que no se tiene un uso determinado para dicho terreno, el valor recuperable de mismo se corresponde con su valor razonable menos los costes necesarios para su venta (véase Nota 7).

En el proceso de valoración indicado anteriormente el Grupo Enagás ha contado con el asesoramiento de la firma de valoración Jones Lang LaSalle España, S.A., el cual emitió un informe al respecto con fecha 22 de diciembre de 2014 (véase Nota 7).

f. 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 2014.

g. 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

Son activos financieros originados en la venta de bienes o en la prestación de servicios por operaciones de tráfico de la empresa, o los que no teniendo un origen comercial, no son instrumentos de patrimonio ni derivados y cuyos cobros son de cuantía fija o determinable y no se negocian en un mercado activo.

Dichos activos financieros se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación entregada más los costes de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste amortizado, reconociendo en la Cuenta de Resultados Consolidada los intereses devengados en función de su tasa de interés efectiva correspondiente.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Cuenta de Resultados Consolidada y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros descontados a la tasa de interés efectiva.

Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio.

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, tales como en ventas en firme de activos, cesiones de créditos comerciales en operaciones de "factoring" en las que la empresa no retiene ningún riesgo de crédito ni de interés, las ventas de activos financieros con pacto de recompra por su valor razonable o las titulaciones de activos financieros en las que la empresa cedente no retiene financiaciones subordinadas ni concede ningún tipo de garantía o asume algún otro tipo de riesgo.

Por el contrario, el Grupo no da de baja los activos financieros, y reconoce un pasivo financiero por un importe igual a la contraprestación recibida, en las cesiones de activos financieros en las que se retenga sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad, tales como el descuento de efectos, el "factoring con recurso", las ventas de activos financieros con pactos de recompra a un precio fijo o al precio de venta más un interés y las titulaciones de activos financieros en las que la empresa cedente retiene financiaciones subordinadas u otro tipo de garantías que absorben sustancialmente todas las pérdidas esperadas.

Inversiones contabilizadas por método de participación

Tal y como se indica en la Nota 2.4, se consideran como Inversiones contabilizadas por método de participación tanto las inversiones en entidades asociadas como las inversiones en negocios conjuntos.

Para esta clase de activos financieros, la inversión se registra inicialmente al coste, y es ajustada posteriormente por la parte correspondiente del inversor de los cambios en los activos netos de la participada. Adicionalmente, los dividendos recibidos se contabilizan como un menor importe de la inversión.

Asimismo, en el momento de la adquisición de la entidad asociada o negocio conjunto, cualquier diferencia entre el coste de la inversión y la participación en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la entidad asociada o negocio conjunto, se contabilizan de la forma siguiente:

- La plusvalía relacionada con estas sociedades o negocios conjuntos se incluyen en el importe en libros de la inversión. No se permitirá la amortización de esa plusvalía.
- Cualquier exceso de la participación en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables sobre el coste de la inversión se incluirá como ingreso para la determinación de la participación en el resultado del periodo de la asociada o negocio conjunto en el periodo en el que se adquiera la inversión.

Para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro de valor con respecto a su inversión neta que tenga en la asociada o negocio conjunto, el Grupo realiza el análisis para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo con la NIC 36, como activo individual, mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros, siempre que existan indicios de que la inversión puede haberse deteriorado. Una pérdida por deterioro de valor reconocida en esas circunstancias no se asignará a ningún activo, incluyendo la plusvalía, que forme parte del importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto. Por tanto, las reversiones de esa pérdida por deterioro de valor se reconocerán de acuerdo con la NIC 36, en la medida en que el importe recuperable de la inversión se incremente con posterioridad.

Para la determinación del valor en uso de la inversión, el Grupo estima el valor presente de los flujos de efectivo futuro estimados que espera que surjan como dividendo a recibir de la inversión. El importe recuperable de una

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

inversión en una asociada o negocio conjunto se evaluará para cada asociada o negocio conjunto, a menos que la asociada o negocio conjunto no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos del Grupo.

Las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, excepto las correspondientes a BBG y GASCAN, están incluidas dentro del segmento de "Actividades no reguladas" (véase Nota 25.3).

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.

h. 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 registradas en el epígrafe Propiedades, planta y equipo.

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.

El Grupo efectúa las oportunas correcciones valorativas, reconociéndolas como un gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias cuando el valor neto realizable de las existencias es inferior a su precio de adquisición (o a su coste de producción).

i. 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.

Son pasivos financieros aquellos débitos y partidas a pagar que tiene el Grupo y que se han originado en la compra de bienes y servicios por operaciones de tráfico, o también aquellos que sin tener un origen comercial, no pueden ser considerados como instrumentos financieros derivados.

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente al valor razonable de la contraprestación recibida menos los costes de transacción directamente atribuibles. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la Cuenta de Resultados Consolidada a lo largo de la vida del instrumento financiero, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

El Grupo Enagás registra la baja de los pasivos financieros cuando las obligaciones contractuales son canceladas o expiran.

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

Asimismo el Grupo Enagás contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros por la variación de los tipos de interés y/o a los tipos de cambio. Todos los instrumentos financieros derivados son valorados, tanto inicial como posteriormente, a valor razonable. Estos instrumentos financieros derivados serán registrados como activo cuando su valor razonable es positivo, o como pasivo cuando su valor razonable es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la Cuenta de Resultados Consolidada, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas.

El Grupo Enagás no utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas a la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, o bien de una porción identificada de dicho activo o pasivo, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada.

b) Cobertura de flujos de efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el Patrimonio Neto, y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en Patrimonio Neto se transfieren a la Cuenta de Resultados Consolidada en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la Cuenta de Resultados Consolidada.

c) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" del Balance de Situación Consolidado adjunto.

Las diferencias de conversión se transferirán a la Cuenta de Resultados Consolidada cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Para que estos instrumentos financieros derivados puedan calificarse como de cobertura, son designados inicialmente como tales documentándose la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. 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 efectivo 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.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para su contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el Patrimonio Neto, se mantendrá en dicha masa patrimonial hasta que se produzca la transacción objeto de la cobertura.

En lo relativo al valor razonable, se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de mercado en la fecha de la medición (por ejemplo, un precio de salida), independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración.

De acuerdo con NIIF 13, a efectos de información financiera, las mediciones del valor razonable se clasifican en el Nivel 1, 2 ó 3 en función del grado en el cual los inputs aplicados son observables y la importancia de los mismos para la medición del valor razonable en su totalidad, tal y como se describe a continuación:

- Nivel 1 – Los inputs están basados en precios cotizados (no ajustados) para instrumentos idénticos negociados en mercados activos.
- Nivel 2 – Los inputs están basados en precios cotizados para instrumentos similares en mercados de activos (no incluidos en el nivel 1), precios cotizados para instrumentos idénticos o similares en mercados que no son activos, y técnicas basadas en modelos de valoración para los cuales todos los inputs significativos son observables en el mercado o pueden ser corroborados por datos observables de mercado.
- Nivel 3 – Los inputs no son generalmente observables y por lo general reflejan estimaciones de los supuestos de mercado para la determinación del precio del activo o pasivo. Los datos no observables utilizados en los modelos de valoración son significativos en los valores razonables de los activos y pasivos.

El Grupo ha determinado que la mayoría de los inputs empleados para la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados se encuentran en el Nivel 2 de la jerarquía, sin embargo, los ajustes por riesgo de crédito utilizan inputs de Nivel 3, como las estimaciones de crédito en función del rating crediticio o de empresas comparables para evaluar la probabilidad de quiebra de la empresa o de las contrapartes de la empresa. El Grupo ha evaluado la relevancia de los ajustes por riesgo crédito en la valoración total de los instrumentos financieros derivados y concluyendo que no son significativos.

Por tanto, el Grupo ha determinado que el total de la cartera de instrumentos financieros derivados se clasifica en el Nivel 2 de la jerarquía.

El Grupo utiliza precios medios de mercado (mid market) como inputs observables a partir de fuentes de información externas reconocidas en los mercados financieros.

Sin embargo, para las técnicas de valoración en lo relativo a la obtención del valor razonable de sus derivados, el Grupo incorpora un ajuste de riesgo de crédito bilateral con el objetivo de reflejar tanto el riesgo propio como de la contraparte en el valor razonable de los derivados.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

En concreto, para la determinación del ajuste por riesgo de crédito se ha aplicado una técnica basada en el cálculo a través de simulaciones de la exposición total esperada (que incorpora tanto la exposición actual como la exposición potencial) ajustada por la probabilidad de incumplimiento a lo largo del tiempo y por la severidad (o pérdida potencial) asignada a la Sociedad y a cada una de las contrapartidas.

De forma más específica, el ajuste por riesgo de crédito se ha obtenido a partir de la siguiente fórmula:

$EAD * PD * LGD$

- EAD (Exposure at default): Exposición en el momento de incumplimiento en cada momento temporal. La EAD se calcula mediante la simulación de escenarios con curvas de precios de mercado (Ej.: Monte Carlo).
- PD (Probability of default): Probabilidad de que una de las contrapartidas incumpla sus compromisos de pago en cada momento temporal.
- LGD (Loss given default): Severidad = 1- (tasa de recuperación): Porcentaje de pérdida que finalmente se produce cuando una de las contrapartidas ha incurrido en un incumplimiento.

La exposición total esperada de los derivados se obtiene usando inputs observables de mercado, como curvas de tipo de interés, tipo de cambio y volatilidades según las condiciones del mercado en la fecha de valoración.

Los inputs aplicados para la obtención del riesgo de crédito propio y de contrapartida (determinación de la probabilidad de default) se basan principalmente en la aplicación de spreads de crédito propios o de empresas comparables actualmente negociados en el mercado (curvas de CDS, TIR emisiones de deuda). En ausencia de spreads de crédito propios o de empresas comparables, y con el objetivo de maximizar el uso de variables observables relevantes, se han utilizado las referencias cotizadas que se han considerado como las más adecuadas según el caso (índices de spread de crédito cotizados). Para las contrapartidas con información de crédito disponible, los spreads de crédito utilizados se obtienen a partir de los CDS (Credit Default Swaps) cotizados en el mercado.

Asimismo, para el ajuste del valor razonable al riesgo de crédito se han tenido en consideración las mejoras crediticias relativas a garantías o colaterales a la hora de determinar la tasa de severidad a aplicar para cada una de las posiciones. La severidad se considera única en el tiempo. En el caso de no existir mejoras crediticias relativas a garantías o colaterales, se ha aplicado como tasa mínima de recuperación un 40%.

El uso de instrumentos financieros derivados se rige por las políticas de gestión de riesgos del Grupo Enagás, detallándose los principios sobre el uso de los mismos en la Nota 17.

j. Clasificación entre partidas corrientes y no corrientes

Se consideran activos corrientes aquellos vinculados al ciclo normal de explotación que con carácter general se considera de un año, también aquellos otros activos cuyo vencimiento, enajenación o realización se espera que se produzca en el corto plazo desde la fecha de cierre del ejercicio, los activos financieros mantenidos para negociar, con la excepción de los derivados financieros cuyo plazo de liquidación sea superior al año y el efectivo y otros activos líquidos equivalentes. Los activos que no cumplen estos requisitos se califican como no corrientes.

Del mismo modo, son pasivos corrientes los vinculados al ciclo normal de explotación, los pasivos financieros mantenidos para negociar, con la excepción de los derivados financieros cuyo plazo de liquidación sea superior al año y en general todas las obligaciones cuya vencimiento o extinción se producirá en el corto plazo. En caso contrario, se clasifican como no corrientes.

En virtud de la aplicación del nuevo sistema retributivo aprobado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, durante el ejercicio 2014 se han registrado como partidas no corrientes, cuentas a cobrar a largo plazo con la CNMC (véanse Notas 4 y 8).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

k. 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 aportación 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 4,48% del salario computable (4,61% en 2013). 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 Cuentas de Resultados Consolidada (véase Nota 23.1). A cierre de ejercicio 2014, no existen cuantías pendientes de aportar por este concepto.

El Grupo ha externalizado compromisos de pensiones con su 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.

l. Indemnizaciones por despido

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.

m. Provisiones

Los Administradores, en la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas 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 en la medida en que no sean considerados como remotos (véase Nota 14).

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Al cierre de los ejercicios 2014 y 2013 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 consolidadas de los ejercicios en los que finalicen.

n. Ingresos diferidos

Corresponden fundamentalmente 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. y Enagás Transporte del Norte, S.L. 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.

o. 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, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

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.

El desarrollo normativo que rige la actividad regulada, la cual devenga los ingresos más representativos del Grupo Enagás, se encuentra descrito en la Nota 4.

Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y la tasa efectiva aplicable, que es la tasa que iguala los flujos futuros de efectivo estimados a lo largo de la vida prevista del activo con su valor en libros.

Los ingresos por dividendos se registran cuando las sociedades del Grupo Enagás tienen derecho a recibirlos.

p. 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.

q. 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

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.

Asimismo, cabe indicar que con efectos desde 1 de enero de 2013, la sociedad Enagás S.A. es la sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 493/12, tributando en el Régimen de Consolidación Fiscal regulado en el Capítulo VII del Título VIII del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, siendo las sociedades dependientes:

- Enagás Transporte, S.A.U.
- Enagás GTS, S.A.U.
- Enagás Internacional, S.L.U.
- Enagás Financiaciones, S.A.U.
- Enagás-Altamira, S.L.U.

Cabe destacar que durante el ejercicio 2014 se ha aprobado la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. Las modificaciones más significativas aportadas por dicha Ley han sido detalladas en la Nota 21.

En relación con las sociedades Enagás Transporte del Norte, S.L. y BBG, el marco normativo está definido en la Norma Foral 11/2013 de 5 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades.

El resto de sociedades del Grupo liquidan individualmente sus declaraciones de Impuesto sobre Sociedades de acuerdo con las normas fiscales que las resultan de aplicación.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

r. **Beneficios por acción**

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período 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 13).

s. **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. Marco regulatorio

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

El marco retributivo de estas actividades que estaba vigente desde el año 2002, basado en la Ley de Hidrocarburos 34/1998, de 7 de octubre y en posteriores desarrollos publicados, ha quedado en gran parte derogado tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, convalidado por el Parlamento y posteriormente tramitado como ley, publicada finalmente como Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia (véanse nota 8.1 y 10).

De esta forma, en el año 2014 se distinguen dos periodos regulatorios: el primer periodo, en el que es de aplicación el marco basado en la Ley 34/1998, vigente desde el 1 de enero hasta el 4 de julio y el segundo periodo, vigente desde el 5 de julio hasta el 31 de diciembre de 2014.

Primer periodo del ejercicio 2014

A continuación, se detallan los criterios aplicados para el reconocimiento de los ingresos sujetos a la normativa vigente desde el 1 de enero hasta el 4 de julio.

El 15 de febrero de 2002 fueron aprobadas por el Ministerio de Economía tres Órdenes Ministeriales por las que se establecía el sistema retributivo para las actividades reguladas del sector del gas natural en España, que entraron en vigor el 19 de febrero de 2002. Estas Órdenes 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 para todas las empresas que ejercen estas actividades, así como fórmulas y criterios de actualización y determinación de la retribución de dichas actividades para los ejercicios siguientes. Posteriormente, y con carácter anual, se fueron publicando nuevas Órdenes Ministeriales que fueron sustituyendo a las anteriores.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Dentro de estas actualizaciones del marco retributivo cabe destacar las llevadas a cabo en 2006, con las Órdenes ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006, que revisaron y actualizaron la retribución de las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo, respectivamente, y el Real Decreto 326/2008, que revisó y actualizó la retribución de las instalaciones de transporte puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008.

En el conjunto de esta normativa se reconoce a Enagás Transporte, S.A.U. 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.
- Constitución de los talones de los tanques de GNL, del gas colchón de los almacenamientos subterráneos y del gas mínimo de llenado de los gasoductos (véase Nota 3.c).
- Gestión Técnica del Sistema.
- Autoconsumos de gas natural.
- Ventas de condensados del almacenamiento de Gaviota.
- Intereses aplicables a los ingresos percibidos del sistema de liquidaciones.
- Incentivo de mermas de regasificación y transporte.
- Incentivo global a la disponibilidad.

Con fecha 27 de diciembre de 2013 fue aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la Orden Ministerial IET2446/2013 por la que se establecían los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2014.

Segundo periodo del ejercicio 2014

Los fundamentos del nuevo marco retributivo son los siguientes:

- Se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, que será un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos del sistema gasista. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. De esta manera se descarta definitivamente la posibilidad de acumulación de déficit.

Este principio se refuerza con el establecimiento de restricciones tasadas a la aparición de desajustes temporales anuales, estableciendo como mecanismo de corrección la obligación de revisión automática de los peajes y cánones que correspondan si se superan determinados umbrales. Los umbrales introducidos permiten una desviación provocada por circunstancias coyunturales o por la volatilidad de la demanda gasista, que, como tal, pueden revertirse en el siguiente período sin necesidad de una modificación de los peajes y cánones, al mismo tiempo que garantizan que no se puedan alcanzar niveles de desajuste que puedan poner en riesgo la estabilidad financiera del sistema.

Los desfases temporales que se produzcan desde la entrada en vigor del presente Real Decreto-ley, sin sobrepasar los citados umbrales, serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen.

Este principio de sostenibilidad económica y financiera del mismo debe entenderse de forma que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfagan la totalidad de los costes del sistema. En las metodologías retributivas reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- Se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, dando estabilidad regulatoria a las mismas. El primer periodo regulatorio termina el 31 de diciembre de 2020. A partir del 1 de enero de 2021 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva y cada uno de ellos tendrá una duración de seis años.

Existe la posibilidad de realizar ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema, entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, etc. en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

- El sistema retributivo para las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se establece bajo principios homogéneos, adaptándose de forma general el valor neto del activo como base para el cálculo de la retribución a la inversión. Asimismo, se incorpora una retribución variable en función del gas vehiculado, regasificado o almacenado en función del tipo de activo y se elimina cualquier procedimiento de revisión automática de valores y parámetros retributivos en función de índices de precios.
- Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 se determinará en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado (véanse nota 8.1 y 10).
- La retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro. El término fijo de disponibilidad incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera calculada mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión de la tasa de retribución financiera que se determine para cada periodo regulatorio.

La inclusión del término variable de continuidad de suministro en la retribución de las instalaciones permite por una parte, ajustar los costes del sistema ante situaciones de variación de demanda equilibrando las diferencias entre los ingresos y los costes del sistema y, por otra, traslada parte del riesgo de la variación de la demanda, que hasta el momento era soportado por el consumidor final, al titular de las instalaciones.

Este término es función de la variación total del consumo nacional de gas natural en el año de cálculo respecto al año anterior en el caso de las instalaciones de transporte, de la variación de demanda de gas regasificado en el conjunto de las plantas del sistema en el caso de las instalaciones de regasificación y de la variación del gas útil almacenado en los almacenamientos en el caso de estos últimos.

La retribución por continuidad de suministro se reparte entre todas las instalaciones en función de la ponderación de su valor de reposición respecto al del conjunto de instalaciones de la actividad, calculándose dichos valores mediante la aplicación de los valores unitarios de inversión en vigor cada año.

Una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión.

- a.1) Coste fijo acreditado Retribución por Disponibilidad (RD).** Se determina de forma individual para cada uno 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

a.1.1. La retribución por los costes de inversión se compone de lo siguiente:

- Valor de los activos reconocidos. Se mantienen los valores reconocidos a los activos en el anterior marco retributivo. 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.

En el nuevo marco se mantienen las vidas útiles de los activos, a excepción de los gasoductos puestos en marcha con anterioridad a 2008, cuya vida útil retributiva se ha visto incrementada de 30 a 40 años.

- Retribución financiera del valor de la inversión. Se calcula aplicando una tasa de retribución financiera a los valores netos de los activos sin actualizar. Durante el primer periodo regulatorio, que va desde el 5 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor de la norma incrementada con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos.
- Retribución para los activos totalmente amortizados. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de cada elemento de inmovilizado, si el elemento continúa en operación, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión, amortización más retribución financiera será nula.

A cambio, la retribución por operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado “i” cada año “n”, se verá incrementada. Así, el valor reconocido será el que le corresponda, multiplicado por un coeficiente de extensión de vida útil μ_{in} .

Este parámetro tomará los siguientes valores:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria: será de 1,15.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,15+0,01(X-5)$.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,20+0,02(X-10)$.
- Cuando haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $1,30+0,03(X-15)$.

Donde «X» es el número de años que el elemento de inmovilizado ha superado su vida útil regulatoria. El parámetro μ_{in} no podrá tomar un valor superior a 2.

a.1.2. En líneas generales se mantiene el cálculo de la retribución por los costes de explotación de los activos de transporte, regasificación y de almacenamiento subterráneos. La única diferencia es la aplicación de los costes unitarios de operación y mantenimiento a todas las instalaciones de transporte, con independencia de su fecha de puesta en marcha.

a.2) Retribución por continuidad de suministro (RCS). La retribución por continuidad de suministro (RCS) se calcula de forma conjunta para cada una de las actividades: transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.

La retribución por este concepto en un año “n”, se calcula en todos los casos a partir de la retribución del año anterior, “n-1”, multiplicada por un factor de eficiencia y la variación de demanda.

El factor de eficiencia se fija en un valor del 0,97 para el primer periodo regulatorio y las variaciones de demanda consideradas son las siguientes:

- En instalaciones de la red de gasoductos de transporte, se considerará la variación de demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de demanda: 410 TWh y 190 TWh.
- En plantas de regasificación se considerará la variación de demanda total de gas emitida por el conjunto de las plantas de regasificación del sistema gasista, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de gas emitido: 220 TWh y 50 TWh.
- En almacenamientos se considera la variación del gas útil almacenado a 1 de noviembre del año correspondiente, incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente, con los siguientes valores límites máximos y mínimos de gas almacenado, 30 TWh y 22 TWh.

La retribución por continuidad de suministro que resulte para cada actividad en el año “n”, se reparte entre cada una de las instalaciones “i” que permanezcan en operación, en base a un coeficiente, α_i , que es el que resulta de dividir el coste de reposición de la instalación “i” entre la suma de los costes de reposición de todas las instalaciones. Este coste de reposición se calcula a partir de los costes unitarios de inversión en vigor, a excepción de las instalaciones singulares y los almacenamientos subterráneos, para los que se utilizará el valor de la inversión.

a.3) Coste variable acreditado por regasificación y trasvase de GNL a buques.

a.3.1. 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 2014 este coste ha quedado fijado en 0,000162 €/kWh regasificado y en 0,000194 €/kWh cargado en cisternas.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

a.3.2. 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 de Enagás GTS, S.A.U. 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 2014, la cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema 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 0,39%. 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 CNMC 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 provisional reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2014 asciende a 11.561.060 €. La diferencia positiva o negativa entre esta cantidad y las percibidas por la aplicación de la cuota indicada anteriormente será incluida por la CNMC en la liquidación 14 del año 2014.

La imputación intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Resultados Consolidada 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 I.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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Se mantiene la retribución de este concepto tras la entrada en vigor del nuevo marco retributivo, al que se aplica la misma tasa de retribución financiera que a las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. 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.

Desde el 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.

Con la entrada en vigor del nuevo marco retributivo dejan de tener la consideración de coste reconocido las compras de gas para autoconsumos en plantas de regasificación, si bien se establece un periodo transitorio de adaptación.

Durante este periodo, se reconocerán los siguientes porcentajes a las compras de gas de operación en plantas de regasificación.

	2014	2015	2016	2017
Transitorio de gas de autoconsumo reconocido	100%	90%	50%	20%

g) Liquidación del Déficit acumulado.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establecen el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. De acuerdo con este principio, los ingresos del sistema estarán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas, y además los ingresos deben ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista. Adicionalmente, para asegurar la suficiencia económica y evitar la aparición de nuevos déficit ex ante, toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

Asimismo, el nuevo marco retributivo establece una metodología específica para la resolución de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, que junto a las medidas indicadas anteriormente, pretende terminar de forma definitiva con el déficit del sistema gasista.

Así, si hasta ahora el desajuste entre ingresos y costes acumulado hasta un año determinado se pasaba al año siguiente, con lo que se eliminaba este desajuste pero se generaba uno nuevo, en la nueva metodología se establece un periodo de varios años para la recuperación de estos desajustes, reconociéndose además unos costes financieros a las empresas reguladas por la financiación de estos desajustes.

La metodología que se establece en los artículos 61 y 66 de este Real Decreto-ley y en esta Ley distingue entre el déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014 y el que pudiera generarse en los años siguientes, de manera que:

- La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 se determinará en la liquidación definitiva de 2014, y los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los quince años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Hasta que no se publique esta liquidación definitiva no se pondrá de manifiesto el valor del déficit y no podrá empezarse a recuperar. Como la liquidación definitiva de 2014 no se espera que esté antes de 2016, será a partir de esta fecha y durante 15 años cuando se vaya recuperando este déficit (véase Nota 8).

- Los desajustes que puedan ponerse de manifiesto a partir de 2015, el Real Decreto-ley y la Ley prevén que se recuperen, una vez se dispongan de las liquidaciones definitivas, durante los cinco años siguientes, reconociéndose también un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

Con objeto de acotar la generación de más déficit, cuando el desajuste anual entre ingresos y costes supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o cuando la suma del desajuste anual, más las anualidades reconocidas pendientes de amortizar, supere el 15% se procederá a incrementar los peajes y cánones de acceso del año siguiente al objeto de recuperar la cuantía que sobrepase dicho límite.

Por el contrario, si del desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a los desajustes generados a partir de 2015 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista al 31 de diciembre de 2014. En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.

Finalmente, indicar que los importes correspondientes a las anualidades de recuperación de los desajustes tienen preferencia de cobro respecto al resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes.

h) Desarrollo del Marco Regulatorio.

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2014, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Reglamento de Ejecución (UE) Nº 1348/2014 de la Comisión de 17 de diciembre de 2014 relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) Nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014 por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo.

2. Regulación Española

REGULACIÓN BÁSICA

Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por el que se reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica del sistema gasista y el equilibrio económico a largo plazo.

Corrección de errores del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por el que se reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica del sistema gasista y el equilibrio económico a largo plazo.

RETRIBUCIÓN Y PEAJES

Orden IET/2445/2014, de 19 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.

Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre de 2014, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014.

Sentencia de 10 de enero de 2014, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se declara la nulidad del apartado primero del artículo 15 de la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de terceros a instalaciones gasistas y retribución de actividades reguladas.

Corrección de errores de la Orden IET/2446/2013, 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.

Orden IET/2446/2013, 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 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 22 de octubre de 2014 de la DGPEM, por la que se aprueban parámetros de la subasta para la adquisición de gas para la tarifa de último recurso de gas natural durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.

Resolución de 26 de septiembre de 2014 de la DGPEM, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.

Resolución de 12 de junio de 2014 de la DGPEM, 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 2014 y el 30 de junio de 2015

Resolución de 26 de mayo de 2014 de la DGPEM, 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 2014 y el 30 de junio de 2015.

Resolución de 28 de enero de 2014 de la DGPEM, por la que se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2013, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA

Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre de 2014, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014 y en la que se modifican:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- El apartado 1.4.2. «Día de gas» de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-01 «Conceptos generales».
- Los apartados 9.6.1, 9.6.2, 9.6.4, 9.6.5 y 9.6.6 y se suprime el apartado 9.6.7 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09 «Operación normal del sistema».

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.

En este Real Decreto-ley se declara extinguida la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural denominada "Castor", otorgada por Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo. Los principales aspectos que se recogen en el mencionado Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre han sido desarrollados en la Nota 8.

Resolución de 3 de septiembre de 2014 de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterránea adicional en el almacenamiento subterráneo "Gaviota".

Resolución de 1 de julio de 2014 de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo adicional en el almacenamiento subterráneo "Gaviota".

Resolución de 30 de enero de 2014 de la DGPEM, 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 2014 y el 31 de marzo de 2015.

SUBASTA PARA LA ADQUISICIÓN DE GAS DE OPERACIÓN Y GAS TALÓN

Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de noviembre de 2014 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 enero y el 30 de junio de 2015.

Resolución de la DGPEM de 20 de octubre de 2014 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 enero y el 30 de junio de 2015.

Resolución de la DGPEM de 23 de mayo de 2014 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 y el 31 de diciembre de 2014 (no se incluye el anexo confidencial).

Resolución de la DGPEM de 9 de mayo de 2014 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 y el 31 de diciembre de 2014

Resolución de la DGPEM de 6 de mayo de 2014, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2014 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo "Yela".

PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD y de GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN

Circular 1/2013, de 18 de diciembre de la CNMC, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Resolución de 8 de enero de 2014 de la DGPEM, 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 periodo comprendido entre el 1/04/2014 y el 30/09/2014.

CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

Orden IET/2470/2014, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015.

Orden IET/1790/2014, de 1 de octubre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.

OTRAS DISPOSICIONES

Orden IET/20/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de Enagás Transporte del Norte, S.L.

Orden IET/21/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de la empresa Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.

Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de metrología.

Resolución de 28 de noviembre de 2014 de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte del Norte, S.L. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones correspondientes al proyecto denominado "ERM G-4000 (72/16) en la Posición 45.02 de Barakaldo, de los gasoductos Arrigorriaga-Barakaldo, Barakaldo-Santurtzi y sus duplicaciones", en el término municipal de Barakaldo.

Resolución de 16 de octubre de 2014, de la Presidencia del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

Orden IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red de transporte de gas natural.

Resolución de la DGPEM de 8 de octubre de 2014 por la que se modifica la de 1 de septiembre de 2008 por la que se determina el reparto de mermas retenidas en las instalaciones de transporte para el periodo comprendido entre el 1/10/2005 y el 31/12/2007.

Orden IET/1545/2014 de 28 de agosto de 2014, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos de las instalaciones de la empresa Madrileña Red de Gas, S.A.U., titular de áreas de distribución de gas natural en la Comunidad de Madrid.

Resolución de 31 de julio de 2014 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Ley 11/2014, de 3 de julio, por la que se modifica la ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.

Resolución de 2 de abril de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el listado de materias primas para la fabricación de biocarburantes de doble cómputo a efectos del cumplimiento de las obligaciones de consumo y venta de biocarburantes con fines de transporte, de las obligaciones impuestas a los sujetos obligados en materia de energías renovables y del objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte.

Resolución de 4 de marzo de 2014, de la DGPEM, por la que se autoriza a Enagás, S.A. la construcción de las instalaciones correspondientes a las adendas 3 y 4 al gasoducto denominado "Villalba-Tuy", en la provincia de Pontevedra.

Resolución de 20 de febrero de 2014, de la CNMC, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U., mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa con participación en los procedimientos de asignación de capacidad mediante subasta.

Resolución de 5 de febrero de 2014, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado «desdoblamiento interconexión Llanera - Otero».

Resolución de 5 de febrero de 2014, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado «El Musel-Llanera».

Resolución de 4 de febrero de 2014, de la CNMC, sobre la solicitud de certificación de Regasificadora del Noroeste, S.A. como gestor de la red de transporte de gas.

Resolución de 24 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica la lista definitiva de las plantas o unidades de producción de biodiésel con cantidad asignada para el cómputo de los objetivos obligatorios de Biocarburantes.

Real Decreto-ley 1/2014, de 24 de enero, de reforma en materia de infraestructuras y transporte, y otras medidas económicas

Resolución de 23 de enero de 2014, de la Dirección General de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 15 de noviembre de 2013, por el que se aprueba la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020 y para cada año a cada instalación.

Orden IET/74/2014, de 17 de enero, por la que publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de diciembre de 2013, por el que se restablece la tramitación individualizada y con carácter excepcional de los gasoductos de transporte primario de la red troncal denominados "El Musel-Llanera" y "Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero".

Resolución de 29 de noviembre de 2013, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte del Norte, S.L. autorización administrativa y aprobación de proyecto de ejecución para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 2 al proyecto del gasoducto "Planta de Bilbao – Treto" (publicado en febrero de 2014 en BOE).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Reforma fiscal a través de i) Ley 27/2014, de 27 de Noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, ii) Ley 26/2014 por la que se modifican la Ley del IRPF, la Ley del IRNR y Otras Normas Tributarias; iii) Ley 28/2014, por la que se modifican la Ley del IVA, la Ley de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico de Canarias, la Ley de Impuestos Especiales y la Ley 16/2013. Los principales aspectos están detallados en la Nota 21.

Ley 31/2014, Modificación Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo. Establece distintas modificaciones para los órganos de gobierno de las sociedades de capital.

Adicionalmente, el pasado 16 de enero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial del Congreso de los Diputados el texto del Proyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Dicho proyecto de Ley, que se aprobó en Consejo de Ministros el pasado 12 de diciembre de 2014, establece la creación de un mercado organizado de gas natural e introduce diversas medidas para impulsar la competencia en el sector y reducir el fraude, así como medidas tributarias en materia de exploración y producción de hidrocarburos.

5 Activos Intangibles

La composición y movimiento del fondo de comercio y otros activos intangibles y su amortización durante los ejercicios 2014 y 2013 ha sido la siguiente

Ejercicio 2014

Coste	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Fondo de comercio	17.521	-	-	-	-	-	17.521
Otro inmovilizado intangible							
Desarrollo	5.262	-	-	249	-	-	5.511
Concesiones	5.863	-	-	-	-	-	5.863
Aplicaciones informáticas	141.286	-	-	22.761	-	-	164.047
Otro inmovilizado intangible	7.727	-	-	1.208	-	-	8.935
Total coste	177.659	-	-	24.218	-	-	201.877

Amortizaciones	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Otro inmovilizado intangible							
Desarrollo	(1.399)	-	-	(400)	-	-	(1.799)
Concesiones	(3.527)	-	-	(210)	-	-	(3.737)
Aplicaciones informáticas	(88.222)	-	-	(22.896)	-	-	(111.118)
Otro inmovilizado intangible	(7.163)	-	-	(291)	-	-	(7.454)
Total amortización	(100.311)	-	-	(23.797)	-	-	(124.108)

Valor Neto	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Total Fondo de Comercio	17.521	-	-	-	-	-	17.521
Total Otros Inmovilizados Intangibles	59.827	-	-	421	-	-	60.248
Total Inmovilizado Intangible	77.348	-	-	421	-	-	77.769

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

Coste	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Fondo de comercio	-	17.521	-	-	-	17.521
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	5.263	-	-	-	(1)	5.262
Concesiones	5.863	-	-	-	-	5.863
Aplicaciones informáticas	112.770	39	28.477	-	-	141.286
Otro inmovilizado intangible	7.545	-	182	-	-	7.727
Total coste	131.441	17.560	28.659	-	(1)	177.659

Amortizaciones	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	(982)	-	(417)	-	-	(1.399)
Concesiones	(3.312)	-	(215)	-	-	(3.527)
Aplicaciones informáticas	(67.648)	(39)	(20.535)	-	-	(88.222)
Otro inmovilizado intangible	(6.025)	-	(1.138)	-	-	(7.163)
Total amortización	(77.967)	(39)	(22.305)	-	-	(100.311)

Valor Neto	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Fondo de Comercio	-	17.521	-	-	-	17.521
Otros Inmovilizados Intangibles	53.474	-	6.354	-	(1)	59.827
Total Inmovilizado Intangible	53.474	17.521	6.354	-	(1)	77.348

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Las altas en el epígrafe de las "Aplicaciones Informáticas" durante el ejercicio 2014 corresponden principalmente a los siguientes proyectos:

- SL-ATR 2.0 por importe de 10.095 miles de euros.
- Sistemas comerciales 2014 por importe de 1.599 miles de euros.
- Adaptación de la legislación europea CAM/CM Largo plazo por importe de 503 miles de euros.
- Sistema Gestión Mantenimiento 2.0 por importe de 463 miles de euros.
- Sistemas de Medición por importe de 569 miles de euros.
- Sistemas de gestión de ATR por importe de 760 miles de euros.
- Portal Transportista por importe de 170 miles de euros.
- Software mejoras Sistemas Transporte y Producción y AASS por importe de 241 miles de euros.
- Software evolución de Infraestructuras TI y Data Center por importe de 1.060 miles de euros.
- Software Centros de Competencia por importe de 445 miles de euros.
- Software Evolución Plataforma Puesto Corporativo por importe de 770 miles de euros.
- Plan Director de seguridad por importe de 551 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- Migración SAP/ BPC por importe de 361 miles de euros.
- Sistemas de información y comunicación plataformas europeas por importe de 350 miles de euros.
- Certificación de nuevos componentes SAP por importe de 259 miles de euros.
- Software Infraestructuras TI por importe de 258 miles de euros.
- Gestión de proveedores 2014-2015 por importe de 206 miles de euros.

Al cierre del ejercicio 2014 y 2013, el Grupo tenía activos intangibles totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2014

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	341
Aplicaciones informáticas	66.219
Otro inmovilizado intangible	6.991
Total	73.551

Ejercicio 2013

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	269
Aplicaciones informáticas	47.114
Otro inmovilizado intangible	5.288
Total	52.671

() Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)*

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

6. Propiedades, planta y equipo

La composición y movimientos en los ejercicios 2014 y 2013 en el epígrafe Propiedades, planta y equipo han sido los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

Coste	Saldo inicial ^(*)	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	192.372	5.332	(47.211)	(1.943)	148.550
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.566.218	27.163	86.921	(34.962)	8.645.340
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	73.246	1.251	-	(593)	73.904
Anticipos e inmovilizaciones en curso	579.677	75.030	(86.921)	(9.155)	558.631
Subvenciones de capital	(599.679)	-	-	569	(599.110)
Total coste	8.811.834	108.776	(47.211)	(46.084)	8.827.315

Amortizaciones	Saldo inicial ^(*)	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	(57.129)	(3.909)	-	1.412	(59.626)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.435.051)	(300.181)	-	13.204	(3.722.028)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(49.322)	(3.703)	-	560	(52.465)
Subvenciones de capital	351.099	16.690	-	-	367.789
Total amortización	(3.190.403)	(291.103)	-	15.176	(3.466.330)

Deterioros	Saldo inicial ^(*)	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final
Instalaciones técnicas y maquinaria	(28.047)	(234)	-	4.144	(24.137)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-
Total deterioro	(28.047)	(234)	-	4.144	(24.137)

Valor Neto	Saldo inicial ^(*)	Altas o Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	135.243	1.423	(47.211)	(531)	88.924
Instalaciones técnicas y maquinaria	5.103.120	(273.252)	86.921	(17.614)	4.899.175
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	23.924	(2.452)	-	(33)	21.439
Anticipos e inmovilizaciones en curso	579.677	75.030	(86.921)	(9.155)	558.631
Subvenciones de capital	(248.580)	16.690	-	569	(231.321)
Total Propiedades, planta y equipo	5.593.384	(182.561)	(47.211)	(26.764)	5.336.848

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

Coste	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Terrenos y construcciones	185.047	441	5.334	2.163	(613)	192.372
Instalaciones técnicas y maquinaria	7.982.710	320.498	30.069	233.064	(123)	8.566.218
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	70.670	16	2.567	-	(7)	73.246
Anticipos e inmovilizaciones en curso	647.275	25.049	145.069	(235.227)	(2.489)	579.677
Subvenciones de capital	(592.757)	(2.998)	(3.924)	-	-	(599.679)
Total coste	8.292.945	343.006	179.115	-	(3.232)	8.811.834

Amortizaciones	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Terrenos y construcciones	(53.741)	-	(3.836)	-	448	(57.129)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.023.081)	(95.063)	(317.853)	-	946	(3.435.051)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(45.585)	(16)	(3.728)	-	7	(49.322)
Subvenciones de capital	330.135	2.426	18.538	-	-	351.099
Total amortización	(2.792.272)	(92.653)	(306.879)	-	1.401	(3.190.403)

Deterioros	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final (*)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(14.974)	-	(13.170)	-	97	(28.047)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-	-
Total deterioro	(14.974)	-	(13.170)	-	97	(28.047)

Valor Neto	Saldo inicial ^(*)	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas o Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final (*)
Terrenos y construcciones	131.306	441	1.498	2.163	(165)	135.243
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.944.655	225.435	(300.954)	233.064	920	5.103.120
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	25.085	-	(1.161)	-	-	23.924
Anticipos e inmovilizaciones en curso	647.275	25.049	145.069	(235.227)	(2.489)	579.677
Subvenciones de capital	(262.622)	(572)	14.614	-	-	(248.580)
Total Propiedades, planta y equipo	5.485.699	250.353	(140.934)	-	(1.734)	5.593.384

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Durante el ejercicio 2014 se ha reclasificado un terreno por importe de 47.211 miles de euros al epígrafe "Propiedades de inversión" (véase Nota 7).

Dentro de las altas del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" se han registrado 1.437 miles de euros, que corresponden con incorporaciones de instalaciones puestas en explotación en 2014. Durante el ejercicio 2014 no se han registrado adquisiciones de gas natural para el nivel mínimo de llenado de gasoductos (1.808 miles de euros para el año 2013) ni se han realizado dotaciones en concepto de desmantelamiento (763 miles de euros en el año 2013).

En lo que respecta a las altas en el epígrafe "Anticipos e inmovilizado en curso" acumuladas en el ejercicio 2014 corresponden básicamente a las siguientes instalaciones:

- Gas colchón almacenamiento subterráneo Yela, por importe de 41.578 miles de euros.
- Instalaciones de regasificación Planta de El Musel, por importe de 1.816 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- Gasoducto Martorell – Figueras, por importe de 6.162 miles de euros.
- Duplicación del Gasoducto Musel – Llanera, por importe de 7.207 miles de euros.
- Reparación torre perforación y workover pozo Gaviota 6, por importe de 6.516 miles de euros.
- Duplicación del Gasoducto Villapresente – Burgos, por importe de 1.013 miles de euros.
- Estación de compresión de Euskadour, por importe de 5.426 miles de euros.
- Revamping de Instalaciones atraque 80.000 m3 Planta de Barcelona, por importe de 5.085 miles de euros.

Los “Trasposos” en el epígrafe de “Instalaciones técnicas y maquinaria” acumulados a 31 de diciembre de 2014 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las siguientes instalaciones:

- Gas colchón para el almacenamiento subterráneo de Yela, por importe de 52.805 miles de euros.
- Gasoducto Musel –Llanera, por importe de 16.634 miles de euros.
- Ampliación de la posición D-16 Llanera más válvula de regulación, por importe de 2.186 miles de euros.
- ERMs en distintas posiciones de la red, por importe de 1.120 miles de euros.
- Gasoducto desdoblamiento conexión Llanera-Otero, por importe de 963 miles de euros.

En el apartado de Trasposos se muestran los movimientos del inmovilizado en curso a fijo de aquellos proyectos con puesta en explotación en el ejercicio.

Las bajas del epígrafe “Instalaciones técnicas y maquinaria” correspondientes al ejercicio 2014 se deben, principalmente, a la baja de determinados equipos, instalaciones y otros activos ubicados en los almacenamientos subterráneos de gas natural por importe de 28.347 miles de euros, neta de la amortización y del deterioro acumulado, por importe de (10.632) miles de euros, siendo por tanto la diferencia, por importe de 17.715 miles de euros, registrada en el epígrafe “Deterioros y resultado por enajenación de inmovilizado” de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

Las bajas correspondientes a terrenos y construcciones se deben principalmente a la venta del antiguo centro de trabajo de Salinas en Pamplona actualmente sin actividad, por importe de 1.597 miles de euros.

Las bajas de inmovilizado en curso corresponden principalmente a la baja de la subestación eléctrica de la planta de Regasificación de Gijón, por importe de 8.648 miles de euros.

La revalorización de los activos registrados como propiedades, planta y equipo incorporada al amparo del Real Decreto-ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tiene un efecto de 8.945 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2014 y tuvo un efecto de 14.643 miles de euros en el ejercicio 2013.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 4.887 miles de euros en el ejercicio 2014 (6.575 miles de euros en el ejercicio 2013).

Asimismo, el impacto de los “Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado” ha supuesto un aumento en la inversión de 8.846 miles de euros en el ejercicio 2014 y 12.821 miles de euros en el ejercicio 2013 (véase Nota 23.1).

Tal y como se indica en la Nota 3.c, durante el ejercicio 2014 el Grupo Enagás ha reestimado la vida útil de determinados activos afectos a la red de transporte, pasando a ser 40 años en vez de a 30 años anteriores. Dicho cambio de estimación se ha aplicado de forma prospectiva a partir del 1 de julio de 2014 y supone una menor de la cifra de amortización anual para los ejercicios 2014 y siguientes. En 2014 el efecto ha sido una minoración de la amortización por importe de 22.795 miles de euros.

Los activos registrados como propiedades, planta y equipo no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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 activos registrados como propiedades, planta y equipo.

Asimismo, el Grupo cuenta con las correspondientes pólizas de seguros que permiten cubrir la responsabilidad civil frente a terceros.

Al cierre del ejercicio 2014 y 2013 el Grupo Enagás tenía activos registrados como propiedades, planta y equipo totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2014

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	16.563
Instalaciones técnicas y maquinaria	682.491
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	42.552
Total	741.606

Ejercicio 2013

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	11.643
Instalaciones técnicas y maquinaria	614.138
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	41.371
Total	667.152

() Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)*

El detalle de las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2014 y 2013 que corresponden a inversiones de la infraestructura gasista es el siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.14	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.2014	Saldo a 31.12.14
Plantas de Regasificación	78.570	(68.664)	9.906
Infraestructuras transporte de gas	503.032	(287.764)	215.268
Almacenamientos subterráneos	17.508	(11.361)	6.147
Total	599.110	(367.789)	231.321

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.2013 (*)	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.2013 (*)	Saldo a 31.12.2013 (*)
Plantas de Regasificación	78.570	(67.347)	11.223
Infraestructuras transporte de gas	503.601	(274.440)	229.161
Almacenamientos subterráneos	17.508	(9.312)	8.196
Total	599.679	(351.099)	248.580

(*)Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

El detalle de dichas subvenciones en función de los Organismos desde donde han sido concedidas al cierre de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.14	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.2014	Saldo a 31.12.14
Fondos estructurales de la Unión Europea	433.358	(244.417)	188.941
Organismos Oficiales de las CCAA	51.904	(27.568)	24.336
Estado Español	113.848	(95.804)	18.044
Total	599.110	(367.789)	231.321

(*)Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.2013 (*)	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.2013 (*)	Saldo a 31.12.2013 (*)
Fondos estructurales de la Unión Europea	433.927	(230.978)	202.949
Organismos Oficiales de las CCAA	51.904	(26.126)	25.778
Estado Español	113.848	(93.995)	19.853
Total	599.679	(351.099)	248.580

(*)Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2015 ascienden a 13.609 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2014 es:

	Años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	1.329	5.316	11.399
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.111	4.445	18.780
Subvenciones de FEDER	11.169	44.677	133.095
Total Subvenciones	13.609	54.438	163.274

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Planta Regasificación – Puerto del Musel

Con fecha 31 de julio de 2013, la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, emitió una sentencia en la que anulaba la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del 29 de diciembre de 2008, que otorgaba a Enagás, S.A. la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de regasificación en el Puerto del Musel.

A este respecto el Grupo Enagás presentó un recurso de casación contra la mencionada sentencia, el cual ha sido admitido a trámite, junto con el interpuesto por el Abogado del Estado, recurso 1049/2009, sobre autorización administrativa para la construcción de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el Puerto del Musel, encontrándose pendientes las actuaciones de señalamiento para votación y fallo.

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 57.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, los actos de las Administraciones Públicas sujetos al Derecho Administrativo se presumen válidos y producen efectos desde la fecha en que se dicten. En este sentido, no habiendo sido acordada hasta la fecha por órgano administrativo ni jurisdiccional competentes alguno la suspensión de la ejecución del acto impugnado, no hay razones jurídicas para entender que la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 29 de diciembre de 2008, por la cual se otorgó a Enagás la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el Puerto del Musel, haya perdido su validez, sino que, por el contrario, sigue siendo plenamente válida y eficaz, máxime cuando la propia interposición del recurso de casación contra la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid excluye su firmeza, a tenor del artículo 91.1 Ley 29/1998, de 13 de julio, de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Se da la circunstancia adicional de que el fundamento único de la sentencia recurrida en casación se basa en que la autorización administrativa previa se dictó en incumplimiento de las normas sobre distancias mínimas a los núcleos de población previstas por el artículo 4 del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas, aprobado por Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre (en adelante, "RAMINP"), siendo lo cierto que, al tiempo de dictarse la resolución administrativa, el RAMINP había sido ya derogado por la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección atmosférica.

Adicionalmente, tal como establece la jurisprudencia actual, dado que las consecuencias de la "transmisión del vicio de anulabilidad" no son automáticas (es decir, considerar que anular la Autorización implica anular la posterior Acta de Puesta en Servicio no es una conclusión automática ni válida en la jurisprudencia actual), sería necesario en caso de resolución desfavorable para Enagás del recurso actual, un nuevo procedimiento administrativo específico solicitando la invalidez del Acta de Puesta en Servicio, o bien solicitando dicha anulabilidad por transmisión del vicio, lo que implicaría unas motivaciones diferentes a las consideradas como fundamento del actual recurso.

Por tanto, aun en el caso de que la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid deviniera firme por dictarse un fallo desestimatorio del recurso interpuesto, ello no impediría la ulterior tramitación y otorgamiento de una nueva autorización administrativa previa para la planta de regasificación de gas natural licuado en el Puerto de El Musel, de modo que aquel fallo conllevaría únicamente, la necesidad de tramitar y obtener nuevamente la autorización administrativa de la planta, sin que ello implique invalidar el Acta de Puesta en Servicio, por lo que, en ningún caso, supondría la obligación de desmantelamiento de la planta y, por tanto, los Administradores consideran que no procede el registro de provisión alguna, así como tampoco se cumple con la definición de pasivo contingente (véase Nota 3.m).

Por otro lado, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableció la suspensión de la tramitación de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular. Asimismo, en el apartado 2 de la Disposición Transitoria tercera del mencionado Real Decreto-ley, se indica que aquellas plantas de regasificación en territorio peninsular que tuviesen aprobado el proyecto de ejecución a dicha fecha, tal como sucedía con el Musel, podrían continuar la construcción de la infraestructura y solicitar con

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

posterioridad el otorgamiento del acta de puesta en servicio a los solos efectos de la retribución específica a percibir por encontrarse en hibernación (aspecto descrito en la propia disposición).

Enagás Transporte, S.A.U. (titular de la instalación tras el proceso de segregación en el Grupo Enagás realizado en 2012) solicitó la citada acta de puesta en marcha a los efectos de lo indicado en la citada Disposición y ésta fue concedida el 13 de marzo de 2013.

Asimismo, y conforme a lo descrito en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, Enagás Transporte, S.A.U. viene percibiendo la retribución compensatoria por la hibernación de la planta cuyos objetivos son la compensación del efecto financiero asociado a la no inclusión de la planta temporalmente en el régimen retributivo y la compensación de los necesarios gastos de mantenimiento para garantizar su puesta en servicio cuando el Regulador lo considere oportuno.

En todo caso, el retraso en la puesta en marcha técnica de la instalación motivada por la hibernación, de acuerdo con los informes técnicos disponibles y mientras se realicen las tareas de mantenimiento establecidas por el Regulador para su disponibilidad en el momento que lo requiera, no supone un indicio de deterioro de la instalación que sea susceptible de registro contable. Asimismo, de acuerdo con la regulación actual, el período de hibernación no es tenido en consideración para el cálculo de la retribución asociada a una instalación una vez finaliza el mismo, manteniendo el derecho de cobro de la retribución total del activo sin considerar este período de hibernación.

Adicionalmente, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su artículo 60.6, establece que los titulares de plantas de regasificación podrán solicitar el establecimiento de un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de GNL.

Enagás Transporte, S.A.U. pretende prestar servicios logísticos de GNL a largo plazo en la planta de regasificación de El Musel de la que es titular.

En este sentido, en el mes de octubre del ejercicio 2014 Enagás Transporte, S.A.U. ha pedido al Gobierno que permita que tramite las autorizaciones administrativas necesarias para la realización de los citados servicios logísticos.

7. Propiedades de inversión

La composición y movimientos en el ejercicio 2014 en el epígrafe Propiedades de inversión son los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos	-	-	47.211	-	47.211
Total coste	-	-	47.211	-	47.211

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas o bajas	Saldo final
Terrenos	-	(22.131)	-	-	(22.131)
Total deterioro	-	(22.131)	-	-	(22.131)

Total inversiones inmobiliarias	Saldo Inicial	Saldo Final
Coste	-	47.211
Deterioros	-	(22.131)
Total neto	-	25.080

Tal y como se indica en la Nota 6, durante el ejercicio 2014 se ha procedido a reclasificar desde el epígrafe "Propiedades, planta y equipo" al epígrafe "Propiedades de Inversión" del Balance de Situación Consolidado adjunto, el terreno ubicado en el km 18 de la A-6 en Las Rozas (Madrid), adquirido inicialmente por Enagás, S.A. para la construcción de la sede social

Durante el ejercicio 2014, los Administradores de Enagás, S.A., teniendo en cuenta la actual coyuntura del Grupo, con el desarrollo de la expansión en proyectos internacionales y tras la aprobación del nuevo marco regulatorio sobre la reforma del Sistema Gasista Español, han analizado las implicaciones que tendría la construcción de una nueva sede social en el citado solar y el traslado a la misma, frente a permanecer en la sede actual de Paseo de los Olmos, 19, mediante la compra del edificio a sus propietarios o la prórroga del vigente contrato de arrendamiento hasta 2020 y el alquiler de un nuevo edificio para cubrir las necesidades de espacio.

Tras las deliberaciones oportunas, el Consejo de Administración ha aprobado mantener la sede en su actual ubicación y permanecer a la expectativa tanto de la expansión internacional del Grupo como del mercado inmobiliario para proceder respecto del mencionado solar.

Adicionalmente, tal como se indica en la Nota 3.e, dicho terreno ha sido valorado siguiendo el modelo de coste. Sin embargo, tal y como se ha indicado anteriormente, los Administradores de la Sociedad no disponen en la actualidad de un uso determinado para el mismo, siendo por tanto su valor recuperable calculado como el valor razonable menos los costes necesarios para su venta.

En este proceso de valoración se contó con el asesoramiento de la firma de valoración Jones Lang LaSalle España, S.A., el cual emitió un informe al respecto con fecha 22 de diciembre de 2014. Como resultado de dicha valoración, el valor recuperable ascendió a 25.080 miles de euros, reconociéndose por tanto en el epígrafe de "Deterioro y

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

resultado por enajenación de inmovilizado” de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta, un deterioro del valor del terreno por importe de 22.131 miles de euros.

Cabe destacar que en el informe del experto independiente mencionado anteriormente no se incluyó ninguna limitación al alcance respecto de las conclusiones alcanzadas.

La valoración de mercado del experto independiente ha sido realizada de acuerdo con las Normas de Regulación de la Royal Institution of Chartered Surveyors (RICS, por sus siglas en inglés), comprendidas en el llamado “Red Book” – Manual de Valoraciones (RICS Valuation – Professional Standards, de enero de 2014). Dichas valoraciones de mercado definidas por la RICS están reconocidas internacionalmente por asesores y contables tanto de inversores como de corporaciones propietarias de activos inmobiliarios, así como por The European Group of Valuers (TEGoVA, por sus siglas en inglés) y The International Valuation Standards Committee (IVSC, por sus siglas en inglés).

Las propiedades de inversión no están afectas a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

Es política de la Sociedad 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 las propiedades de inversión.

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

8. Activos Financieros

8.1 Composición y desglose

Clases Categorías	Activos financieros no corrientes							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Inversiones contabilizadas por método de participación (Nota 32)	740.636	254.633	-	-	-	-	740.636	254.633
Otros activos financieros no corrientes	251	181	-	-	399.655	16.110	399.906	16.291
Préstamos	-	-	-	-	112.766	15.383	112.766	15.383
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 10)	-	-	-	-	286.152	-	286.152	-
Otros	251	181	-	-	737	727	988	908
Derivados	-	-	-	-	-	593	-	593
Total	740.887	254.814	-	-	399.655	16.703	1.140.542	271.517

Clases Categorías	Activos financieros corrientes							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	487.689	690.478	487.689	690.478
Préstamos	-	-	-	-	3.220	2.436	3.220	2.436
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 10)	-	-	-	-	484.469	687.765	484.469	687.765
Otros	-	-	-	-	-	277	-	277
Derivados	-	-	-	-	-	284	-	284
Total	-	-	-	-	487.689	690.762	487.689	690.762

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

A continuación se indica el desglose de los activos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, presentados por naturaleza y categorías a efectos de valoración:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Inversiones contabilizadas por método de participación

Las principales variaciones en el epígrafe de “Inversiones contabilizadas por el método de la participación” se deben a las nuevas entradas en el perímetro de consolidación de sociedades integradas por este método (véanse Notas 2.3 y 32), entre las que destacan la adquisición de las sociedades TgP, TAP y GSP, cuyos valores a 31 de diciembre de 2014 ascienden a 392.630 miles de euros, 55.809 miles de euros y 25.439 miles de euros, respectivamente, así como la disminución por el cobro de dividendos distribuidos por sociedades integradas por este método, por importe de 32.878 miles de euros durante el ejercicio 2014.

El movimiento de las inversiones contabilizadas por el método de la participación para 2014 y 2013, es el siguiente:

Ejercicio 2014

	Saldo Inicial (*)	Nuevas Adquisiciones	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Saldo Final
				Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	
Inversiones contabilizadas por método de participación	254.633	445.631	(32.878)	11.160	-	75.579	(13.489)	740.636

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Véase Nota 2.6.a)

Ejercicio 2013

	Saldo Inicial (*)	Nuevas Adquisiciones	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Saldo Final (*)
				Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	
Inversiones contabilizadas por método de participación	248.254	6.424	(20.164)	14.879	-	(8.099)	13.339	254.633

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Véase Nota 2.6.a)

Préstamos

Dentro del epígrafe “Créditos, derivados y otros” se recogen principalmente los préstamos concedidos por Enagás S.A., Enagás Internacional, S.L.U., y Enagás Transporte S.A.U. a sus sociedades participadas, 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 la tasa de interés efectiva, por importe total de 115.217 miles de euros. Este importe se desglosa en 111.997 miles de euros de créditos a largo plazo y 3.220 miles de euros como créditos a corto plazo e intereses devengados.

Al concederse a entidades consolidadas por el método de participación, estos préstamos no se eliminan durante el proceso de consolidación (véase Nota 2.4).

El aumento respecto al ejercicio 2013 viene explicado principalmente por la concesión de préstamos a Estación de Compresión Soto de la Marina SAPI por importe de 67.910 miles de dólares estadounidenses (55.991 miles de euros), y la subrogación en los préstamos concedidos por los anteriores accionistas de TAP (véase Nota 2.3) por importe de 28.389 miles de euros.

El detalle de los créditos concedidos a estas sociedades consolidadas por el método de participación es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Miles de euros	Tipo de interés	Vencimiento	31.12.2014	31.12.2013(*)
Créditos no corrientes a entidades vinculadas (Nota 28)			111.997	14.650
TAP	FTA+ Diferencial	Jul.-2043	29.190	-
Gasoducto del Sur Peruano	6,00%	Agos.-2048	8.961	-
Estacion de Compresión Soto de la Marina SAPI de CV	5,03%	Dic.-2032	54.076	-
Gasoductos de Morelos	7,50%	Sep.-2033	19.770	14.650
Créditos corrientes a entidades vinculadas (Nota 28)			3.220	2.436
Gascan	Eur6m + Diferencial	Jun.-2015	302	296
Gascan	Eur6m + Diferencial	Mar.-2015	257	254
Gascan	Eur6m + Diferencial	Jul.-2015	183	182
Gascan	Eur6m + Diferencial	Enero.-2015	151	-
Gascan	Eur6m + Diferencial	Jul.-2015	129	-
Gasoducto de Morelos	7,50%	Sep.-2033	-	1.704
Estacion de Compresión Soto de la Marina SAPI de CV	5,03%	Dic.-2032	2.198	-
Total			115.217	17.086

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Véase Nota 2.6.a)

Por otro lado, dentro del epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” de los activos financieros no corrientes, se recoge principalmente el Déficit de las actividades reguladas, por importe de 284.041 miles de euros, en aplicación del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio y la Ley 18/2014 de 15 de octubre (véanse Notas 4.g y 10).

El desglose de los conceptos registrados en el epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” de los activos financieros corrientes, han sido descritos en detalle en la Nota 10, donde se incluye cuentas por cobrar con la Hacienda Pública.

Al 31 de diciembre de 2014 no existen en el Grupo Enagás activos financieros que se encuentren en situación de mora.

Asimismo, tal y como se indica en la Nota 4, el pasado 4 de octubre se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares, en aras a garantizar la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente en relación con el almacenamiento subterráneo de gas natural Castor.

Los principales aspectos que se recogen en mencionado Real Decreto-ley son los siguientes:

- Se extingue la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo Castor, otorgada por el Real Decreto-ley 855/2008, de 16 de mayo.
- Se hibernan las instalaciones asociadas a tal concesión, de forma que no se realizará ninguna inyección o extracción de gas natural en las estructuras geológicas del subsuelo que conforman el almacenamiento subterráneo.
- Se asigna a Enagás Transporte, S.A.U. la administración de dichas instalaciones, a los solos efectos de la realización, durante la citada hibernación, de las operaciones necesarias para el mantenimiento y operatividad de las mismas con el objetivo prioritario de garantizar la seguridad de las instalaciones para las

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

personas, los bienes y el medioambiente y asegurar el cumplimiento de las normas que resulten de aplicación.

- Los costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones serán abonados a Enagás Transporte, S.A.U. con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista.
- Reconoce el valor de la inversión realizada en el almacenamiento por el titular de la concesión que se extingue en 1.350.729 miles de euros, y establece una obligación de pago de dicha cantidad por parte de Enagás Transporte, S.A.U. al titular de la concesión que se extingue.
- Por razón de la obligación de pago que asume, Enagás Transporte, S.A.U. será titular de un derecho de cobro por parte del sistema gasista con cargo a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones del sistema gasista durante 30 años, por el importe de la cantidad pagada al titular de la concesión extinguida más la retribución financiera que el Real Decreto-ley expresamente reconoce.
- El Real Decreto-ley contiene las previsiones necesarias para garantizar la plena efectividad de ese derecho de cobro y prevé que dicho derecho de cobro será libremente disponible por Enagás Transporte, S.A.U. o sus ulteriores titulares y, en consecuencia, podrá ser, total o parcialmente, cedido, transmitido, descontado, pignorado o gravado a favor de cualesquiera terceros, incluyendo fondos de titulación de activos u otros vehículos o sociedades de propósito especial, nacionales o extranjeros. La cesión del derecho de cobro será eficaz frente al sistema gasista que abonará al nuevo titular los pagos que correspondan.

Asimismo, con fecha 4 de octubre de 2014, Enagás Transporte, S.A.U. firmó un acuerdo con varias entidades de financieras en virtud del cual cedió a las mismas el derecho de cobro con cargo al sistema gasista que le confiere el mencionado Real Decreto-ley, a cambio del importe de obligación de pago asumida por Enagás Transporte, S.A.U.

En este sentido, en virtud del mencionado acuerdo, Enagás Transporte, S.A.U. transfirió a las citadas entidades financieras las obligaciones y los derechos contractuales inherentes a la propiedad del activo financiero transferido y, por tanto, dio de baja del Balance de Situación el activo financiero, al considerar los Administradores de la Sociedad que se habían transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al mismo.

Por otro lado, el pasado 11 de noviembre de 2014, dichas entidades financieras hicieron efectivo el pago al titular de la concesión que se extingue, por importe de 1.350.729 miles de euros.

8.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2014 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.

9. Existencias

Cabe mencionar que a 31 de diciembre de 2014 el Grupo Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, mantenía el control de, aproximadamente 911 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 15.686 miles de euros (15.138 miles de euros en el ejercicio 2013) correspondientes a existencias no relacionadas con gas natural que incluyen, entre otros elementos, materiales de oficina y material para consumo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición del saldo del epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	31.12.2014	31.12.2013(*)
Clientes por ventas y prestación de servicios	20.012	7.950
Empresas del grupo, deudores	4.649	1.738
Deudores varios	430.303	644.113
Activos por impuestos corrientes y otros créditos con Administraciones Públicas(Nota 21.2)	29.505	33.964
Total	484.469	687.765

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

El saldo de 4.649 miles de euros de “Empresas del Grupo, deudores” corresponden principalmente a los servicios prestados por Enagás Transporte, S.A.U. a las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A., y a Gasoducto de Extremadura, S.A. por importe de 861 miles de euros y de 798 miles de euros respectivamente, correspondientes con el porcentaje de participación de Galp Gas Natural, S.A. en ambas sociedades, y los servicios prestados por Enagás Internacional, S.L.U. a Gasoducto del Sur Peruano, S.A. y a Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V. por importe de 1.237 miles de euros y 618 miles de euros respectivamente.

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 2014 por importe de 393.419 miles de euros, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 2.012 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro correspondientes al ejercicio 2014 de 395.431 miles de euros.

Tal y como se ha indicado en la Nota 8.1, en aplicación del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio y la Ley 18/2014 de 15 de octubre (véase Nota 4), se ha registrado en el largo plazo la parte de Déficit de las actividades reguladas correspondientes a la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. por importe de 278.068 miles de euros, y Enagás Transporte del Norte por importe de 5.973 miles de euros (véase Nota 8).

Adicionalmente, dentro del epígrafe “Deudores varios”, Enagás Transporte, S.A.U. registra, por importe de 5.688 miles de euros 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, de las que Enagás Transporte, S.A.U. es titular desde el ejercicio 2012 en los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva. En relación con la controversia con las empresas comercializadoras sobre el pago de dicha tasa, el Tribunal Supremo, en Sentencias de fecha de 27 de noviembre de 2014, y de 10 de diciembre de 2014, ha confirmado definitivamente la situación en relación al derecho de opción y a las liquidaciones de la Autoridad Portuaria de Barcelona y de Huelva derivadas del mismo, reconociéndose el derecho al cobro de Enagás por parte de las sociedades comercializadoras. Respecto al derecho de opción ejercido ante la Autoridad Portuaria de Cartagena y que actualmente se encuentra pendiente de resolución ante el Tribunal Económico Administrativo Central. Dichas sentencias, en cuanto emanan del Tribunal Supremo y constituyen jurisprudencia, anticipan el resultado favorable y definitivo de la controversia, a favor de Enagás. Por tanto, el Grupo considera que el riesgo de no recuperación de estas cuentas a cobrar es remoto a cierre del ejercicio 2014.

El epígrafe de “Activos por impuestos corrientes” a 31 de diciembre de 2014 recoge básicamente el saldo deudor por IVA del Grupo al ser el IVA soportado mayor que el devengado debido en parte a operar Enagás Transporte, S.A.U. como Depósito fiscal, así como los importes pendientes de devolución en concepto de Impuesto sobre Sociedades (véase Nota 21).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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.

Tal y como se indica en la Nota 17, el Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, puesto que opera en un entorno regulado con escenarios planificados.

11.- Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	31.12.2014	31.12.2013(*)
Tesorería	116.732	26.076
Otros activos líquidos	434.717	308.937
Total	551.449	335.013

(*)Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Tal y como se indica en la Nota 15.1, el Grupo Enagás cuenta con préstamos y líneas de crédito no dispuestas a fin de garantizar la liquidez. En este sentido, las disponibilidades financieras con las que el Grupo Enagás cuenta a 31 de diciembre de 2014 son las siguientes:

Disponibilidades Financieras	31.12.2014	31.12.2013(*)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	551.449	335.013
Otras disponibilidades financieras (Nota 15.1)	1.891.387	1.761.110
Total Disponibilidades Financieras	2.442.836	2.096.123

(*)Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

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

12. Patrimonio neto y Fondos propios

12.1 Capital Social

Al cierre de los ejercicios 2014 y 2013 el capital social de 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 2014 de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. se situó en 26,185 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 3 de diciembre con un precio de 27,170 euros por acción.

Cabe destacar que, tras la publicación de la Disposición Adicional Trigésima Primera de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, vigente desde la entrada en vigor de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, 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, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

3%. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto". Asimismo, se establece que "aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital social de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 1%. Estas 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".

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 las participaciones más significativas en el capital social de Enagás S.A. son las siguientes:

Sociedad	Participación en el capital social %	
	2014	2013
Omán Oil Company, S.A.O.C.	5,000	5,000
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000	5,000
Fidelity International Limited	1,973	1,973
Retail Oeics Aggregate	1,010	1,010
Kutxabank, S.A.	0,018	5,000

En relación con los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio 2014, cabe destacar que Kutxabank, S.A. ha dejado de ser partícipe significativo de Enagás desde el 16 de junio de 2014:

- Con fecha de operación 10 de marzo de 2014, Kutxabank, S.A. comunicó a la CNMV la venta del 0,020% del capital social de Enagás, descendiendo del 5% al 4,98%.
- Posteriormente, Kutxabank, S.A. comunicó a la CNMV la venta del 4,962% del capital social de Enagás con fecha de operación 16 de junio de 2014, dejando de ser desde ese momento partícipe significativo de Enagás;
- Kutxabank, S.A. mantiene una participación de un 0,018 % en el capital social de Enagás.

El Grupo Enagás no dispone de autocartera.

12.2 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.

A cierre de los ejercicios 2014 y 2013 esta reserva se encontraba completamente constituida, por importe de 71.620 miles de euros (incluida en el epígrafe "Reservas" del balance de situación consolidado adjunto), habiéndose alcanzado el porcentaje requerido por la Ley de Sociedades de Capital con la propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2003.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

12.3 Propuesta de reparto de resultado de la sociedad dominante

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2014 de la sociedad matriz Enagás, S.A., formulada por el Consejo de Administración y que se someterá a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas es la siguiente (en miles de euros):

	2014
A dividendos	310.355
A reservas voluntarias	40.446
	350.801

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 17 de noviembre de 2014 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 por importe de 124.142 miles de euros (0,520 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 2014, fueron los siguientes:

Miles de euros	
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2014
Resultado contable neto	119.030
10% Reserva Legal	-
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	247.160
Resultado "disponible" para distribución	366.190
Previsión del pago del dividendo a cuenta	(124.142)
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:	
- Saldo de tesorería	461.783
- Cobros proyectados en el periodo considerado	27.074
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	1.050.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta del Impuesto sobre Sociedades)	(199.390)
Saldo previsto de tesorería	1.339.467

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 19 de diciembre de 2014.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,780 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. En este sentido, este dividendo bruto complementario ascenderá a un importe de 186.213 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

12.4 Dividendos totales pagados

Adicionalmente al dividendo a cuenta del ejercicio 2014 indicado en la Nota 12.3 anterior, la sociedad Enagás, S.A. distribuyó durante el ejercicio 2014 el dividendo bruto complementario del ejercicio 2013.

Dicho dividendo ascendió a 182.304 miles de euros (0,764 euros por acción), y fue pagado en el mes de julio de 2014.

12.5 Ajustes por cambio de valor

Los ajustes por cambio de valor registrados por el Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013 se corresponden con los conceptos siguientes:

	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Diferencias de conversión	29.223	(3.383)
Cobertura de flujos de efectivo	(1.668)	10.425
Total Ajustes Cambios Valor	27.555	7.042

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Operaciones de cobertura

Corresponde a los derivados contratados por la compañía y designados como cobertura de flujos de efectivo (véase Nota 18).

Los movimientos producidos en estas operaciones en los ejercicios 2014 y 2013 son los siguientes:

Ejercicio 2014

	Miles de euros			
	Saldo Inicial (*)	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	Saldo Final
Cobertura de flujos de efectivo	11.353	(20.649)	5.243	(4.053)
Impuestos reconocidos en patrimonio	(928)	5.284	(1.971)	2.385
Total	10.425	(15.365)	3.272	(1.668)

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (véase Nota 1.2)

Ejercicio 2013

	Miles de euros			
	Saldo Inicial	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	Saldo Final (*)
Cobertura de flujos de efectivo	(20.184)	11.131	20.406	11.353
Impuestos reconocidos en patrimonio	6.505	(2.079)	(5.354)	(928)
Total	(13.679)	9.052	15.052	10.425

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

En relación con el anterior, el movimiento del ejercicio 2014 y 2013 considerando el método de consolidación de las sociedades, ha sido el siguiente:

	Sociedades consolidadas por integración global	Sociedades consolidadas por método de participación	Total
Patrimonio Neto 31.12.12 (*)	(12.841)	(838)	(13.679)
Por valoración de instrumentos financieros	2.846	8.285	11.131
Efecto impositivo	(854)	(1.225)	(2.079)
Transferencias PYG	12.533	7.873	20.406
Efecto impositivo	(3.760)	(1.594)	(5.354)
Patrimonio Neto 31.12.13 (*)	(2.076)	12.501	10.425
Por valoración de instrumentos financieros	(7.944)	(12.705)	(20.649)
Efecto impositivo	2.063	3.221	5.284
Transferencias PYG	10.391	(5.148)	5.243
Efecto impositivo	(3.114)	1.143	(1.971)
Patrimonio Neto 31.12.14	(680)	(988)	(1.668)

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

El efecto impositivo de los ajustes registrados en patrimonio por las coberturas de flujos de efectivo ha sido calculado, tal y como se recoge en la NIC 12 "Impuesto sobre las ganancias", de acuerdo a la tasa impositiva del país aplicable, al cierre del ejercicio, a cada una de las sociedades del grupo que tienen contratados derivados.

En este sentido, las sociedades que se consolidan por el método de integración global aplican la tasa impositiva aplicable en España (30%). Adicionalmente, de acuerdo a la reforma fiscal, durante el ejercicio 2014 el Grupo ha procedido a actualizar los importes de activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en patrimonio al tipo impositivo al que se espera sean recuperados o cancelados.

Respecto a las sociedades consolidadas por el método de participación se aplican las tasas impositivas de aplicación en España (País Vasco 28%), Chile (20%) y en México (30%). Durante el ejercicio 2014, se ha realizado una reforma tributaria del Impuesto sobre Sociedades en Chile que será de aplicación a partir de 1 de enero de 2015, que ha supuesto incrementar progresivamente los tipos impositivos del 20% hasta el 27% a Chile. En este sentido, el Grupo ha procedido a actualizar los importes de activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en patrimonio al tipo impositivo al que se espera sean recuperados o cancelados.

12.6 Intereses Minoritarios

El movimiento del epígrafe de Intereses Minoritarios reconocido en el Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado para los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

	Saldo a 31.12.2013	Dividendos distribuidos	Atribución de resultados	Saldo a 31.12.2014
Ente Vasco de la Energía	13.906	(770)	1.111	14.247
Total	13.906	(770)	1.111	14.247

	Saldo a 31.12.2012	Reconocimiento Inicial	Atribución de resultados	Saldo a 31.12.2013
Ente Vasco de la Energía	-	12.833	1.073	13.906
Total	-	12.833	1.073	13.906

Los 14.247 miles de euros reconocidos como intereses minoritarios se corresponden con la participación del 10% que el Ente Vasco de la Energía mantiene en la sociedad Enagás Transporte del Norte, S.L.

13. 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:

	2014	2013	Variación
Resultado neto del ejercicio atribuido a la sociedad dominante (miles de euros)	406.533	403.183	0,8%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
Beneficio básico por acción en euros	1,7029	1,6888	0,8%

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 2014 y 31 de diciembre de 2013 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coincide.

14. Provisiones y pasivos contingentes

14.1 Provisiones

Los Administradores 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 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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 del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2014 ha sido el siguiente:

Provisiones a largo plazo	Saldo Inicial (*)	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Saldo Final
Retribuciones al personal	-	102	-	-	102
Otras responsabilidades	6.039	1.218	-	(2.360)	4.897
Desmantelamiento	163.660	-	(6)	(5.313)	158.341
Total a largo plazo	169.699	1.320	(6)	(7.673)	163.340

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Las aplicaciones de "Otras responsabilidades" se corresponden fundamentalmente a los acuerdos alcanzados por reclamaciones comerciales con sociedades comercializadoras.

Las aplicaciones de las provisiones por desmantelamiento se corresponden en su totalidad a la aplicación a su finalidad por el desmantelamiento de un tanque de la planta de regasificación que el Grupo tiene en Barcelona (véase Nota 6).

14.2 Pasivos contingentes

Cabe destacar que los únicos pasivos contingentes para el Grupo a 31 de diciembre de 2014 son los siguientes:

- Litigio de la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. con Gas Natural Fenosa Comercializadora, S.A. por denegación de solicitud de reducción de capacidad contratada en instalaciones de la Red. Enagás Transporte, S.A.U. ha obtenido una resolución favorable por parte de la CNMC, donde se declara válida la respuesta de viabilidad negativa. Dicha resolución se encuentra en fase de demanda por parte de Gas Natural Comercializadora, S.A. El importe máximo de la reclamación asciende a 4.743 miles de euros.
- Desbalance de Gas Natural causado por incumplimiento del Plan Invernal. Enagás GTS, S.A.U. mantiene un recurso en fase de apelación por importe de 226 miles de euros.

15. Pasivos financieros

El saldo de las cuentas del epígrafe "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" al cierre del ejercicio 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Pasivos financieros no corrientes	1.621.347	1.651.643	2.040.968	1.829.824	21.748	22.138	3.684.063	3.503.605
Acreeedores comerciales (**)	-	-	-	-	216	332	216	332
Derivados (Nota 18)	-	-	-	-	50.812	22.414	50.812	22.414
Total	1.621.347	1.651.643	2.040.968	1.829.824	72.776	44.884	3.735.091	3.526.351

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Pasivos financieros corrientes	116.216	158.132	813.888	318.448	2.462	866	932.566	477.446
Acreeedores comerciales (**)	-	-	-	-	235.808	247.132	235.808	247.132
Derivados (Nota 18)	-	-	-	-	10.675	5.415	10.675	5.415
Total	116.216	158.132	813.888	318.448	248.945	253.413	1.179.049	729.993

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

(**) En el epígrafe de "acreeedores comerciales" del corto plazo se incluyen las cuentas por pagar con la Hacienda Pública

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

Ejercicio 2014

	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	813.888	399.954	751.301	-	889.713	2.854.856
Deudas con entidades de crédito	116.216	205.561	151.742	171.742	1.092.302	1.737.563
Derivados (Nota 18)	10.675	9.614	7.834	7.679	25.685	61.487
Acreeedores comerciales y otros	238.270	18.402	923	568	2.071	260.234
Total	1.179.049	633.531	911.800	179.989	2.009.771	4.914.140

Ejercicio 2013 (*)

	2014	2015	2016	2017	2018 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	318.448	548.683	399.826	752.289	129.026	2.148.272
Deudas con entidades de crédito	158.132	110.000	122.500	151.742	1.267.401	1.809.775
Derivados (Nota 18)	5.415	447	0	0	21.967	27.829
Acreeedores comerciales y otros	247.998	2.247	17.491	923	1.809	270.468
Total	729.993	661.377	539.817	904.954	1.420.203	4.256.344

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

A 31 de diciembre de 2014, el Grupo tenía concedidas líneas de crédito por un importe de 1.720.000 miles de euros (1.660.000 miles de euros en 2013), siendo el importe no dispuesto de las mismas de 1.714.448 miles de euros (1.651.110 miles de euros en 2013). Asimismo, tenía concedidos 176.939 miles de euros en préstamos no dispuestos (110.000 miles de euros en el ejercicio 2013).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2014 para la deuda financiera neta del Grupo ha sido del 3,2% (3,0% en 2013). El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre ascendía al 81%, siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2014 de 5,3 años.

Los Administradores estiman que el valor razonable de las deudas con entidades de crédito y otras obligaciones a 31 de diciembre de 2014 no difiere de manera significativa con respecto al valor contable de las mismas. La sensibilidad del mencionado valor razonable ante fluctuaciones de los tipos de interés es la siguiente:

	Miles de euros			
	Variación tipos de interés			
	2014		2013	
	0,25%	-0,25%	0,25%	-0,25%
Variación en el valor de la deuda	10.100	(10.100)	32.400	(32.700)

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	-	61.487	-	61.487
Total	-	61.487	-	61.487

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.

La información relativa a los instrumentos financieros derivados dentro de los pasivos financieros se recoge en la Nota 18.

Deudas con entidades de crédito

El movimiento de este epígrafe durante el ejercicio 2014 ha sido el siguiente:

	Saldo Inicial (*)	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (devengos de intereses y valoración)	Saldo Final
Deudas con entidades de crédito	1.809.775	452.942	(527.743)	2.589	1.737.563
Total	1.809.775	452.942	(527.743)	2.589	1.737.563

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2014 cabe destacar:

- En enero 2014 la Asamblea de Bonistas aprobó la “Solicitud de Consentimiento” para eliminar la garantía de Enagás Transporte, S.A.U. de la emisión del bono con vencimiento en 2017. Asimismo, en febrero de 2014 se obtuvo autorización del Instituto de Crédito Oficial (en adelante, ICO) para ceder la deuda de Enagás Transporte, S.A.U. a Enagás, S.A. por importe total de 745 millones de euros.

Como resultado de la aprobación de esta cesión se ha formalizado un préstamo intragrupo entre ambas sociedades. Estas dos operaciones junto con la cesión de la deuda del Banco Europeo de Inversiones (en adelante, BEI) desde Enagás Transporte, S.A.U. a Enagás, S.A. realizada en diciembre 2013, completan el proceso de reestructuración de la deuda del Grupo.

- Durante el mes de marzo de 2014, Enagás Internacional, S.L.U. suscribió un Facility Agreement con diversas entidades financieras por importe máximo de 548.300 miles de dólares estadounidenses para la financiación de nuevos proyectos internacionales, del cual se dispuso un importe total de 514.725 miles de dólares estadounidenses. Dicho Facility Agreement fue posteriormente cancelado durante el mes de abril de 2014 con parte de los fondos obtenidos tras la emisión de bonos llevada a cabo el 27 de marzo de 2014 que se explica posteriormente en el apartado de Obligaciones y otros valores negociables.
- Con fecha 1 de agosto de 2014, Enagás Internacional, S.L.U. formalizó una línea de financiación bancaria con una duración de 18 meses y con la garantía de Enagás, S.A. por importe máximo de 150.000 miles de euros. A 31 de diciembre de 2014, el importe dispuesto de esta línea ascendía a 83.061 miles de euros.
- El 16 de diciembre de 2014 Enagás, S.A. formalizó una extensión y ampliación hasta un total de 1.500 millones de euros de la línea de financiación multdivisa formalizada en 2013 bajo la modalidad de Club Deal. El nuevo vencimiento tendrá lugar en diciembre de 2019, si bien Enagás puede solicitar la extensión por uno o dos años adicionales, sujeto a la aprobación de los prestamistas. A 31 de diciembre de 2014 no se han realizado disposiciones de esta financiación.

Obligaciones y otros valores negociables

El movimiento de este epígrafe durante el ejercicio 2014 ha sido el siguiente:

	Saldo Inicial (*)	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (devengos de intereses y valoración)	Saldo Final
Obligaciones y otros valores negociables	2.148.272	1.720.787	(1.042.220)	28.017	2.854.856
Total	2.148.272	1.720.787	(1.042.220)	28.017	2.854.856

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2014 cabe destacar:

- El 27 de marzo de 2014 la sociedad Enagás Financiaciones, S.A.U. realizó una emisión de bonos a 8 años por importe de 750 millones de euros con un cupón anual del 2,50%, garantizada por Enagás, S.A. La fecha de desembolso fue el 11 de abril de 2014.
- Con fecha 13 de mayo de 2014 la sociedad Enagás Financiaciones, S.A.U. ha renovado el programa Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 4.000 millones de euros e inscrito en la Bolsa de Luxemburgo en el año 2012, actuando la sociedad Enagás, S.A. como garante.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- El 13 de mayo de 2014 Enagás, S.A. ha renovado el programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe máximo de 1.000 millones de euros e inscrito en la Irish Stock Exchange en 2011. Banco Santander 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 2014 el saldo dispuesto del programa es de 230.000 miles de euros (281.500 miles de euros a 31 de diciembre de 2013), habiéndose producido altas durante el ejercicio 2014 por importe nominal de 977.000 miles de euros y amortizaciones por importe de 1.028.500 miles de euros.

Otros pasivos financieros

Dentro del epígrafe de "Otros" se recoge principalmente:

- Dentro de Débitos y partidas a pagar, en la clase de Derivados y otros, 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 466 miles de euros se amortizaron tanto en 2014 como en 2013. Al 31 de diciembre de 2014, 765 miles de euros se encuentran a largo plazo y 466 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.
- Asimismo, se incluye otro préstamo igualmente concedido por la Secretaría General de la Energía, el cual forma también parte de las ayudas previstas en el Programa Nacional de la Energía que concede el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del 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 fue de 1.100 miles de euros. Al 31 de diciembre de 2014, el importe pendiente asciende a 455 miles de euros, de los que 327 miles de euros se encuentran a largo plazo y 128 miles de euros están registrados a corto plazo.
- Se incluye también dentro de este epígrafe otro préstamo con la Secretaría General de Energía, formando parte también de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del 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 fue de 3.598 miles de euros. Al 31 de diciembre de 2014, el importe pendiente asciende a 3.227 miles de euros, de los que 2.731 miles de euros se encuentran a largo plazo y 496 miles de euros están registrados a corto plazo.

En dichos 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-.

Dentro del epígrafe de "Otros" se registra también el pasivo financiero correspondiente a la opción de venta que tiene el EVE de su participación en Enagás Transporte del Norte, S.L., cuyo importe asciende a 17.100 miles de euros a cierre de ejercicio 2014.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

16. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2014 y 2013 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 31 de enero de 2012 (*)	7.602	17.243	49.695	74.540
Aumentos variación perímetro consolidación	-	-	7.401	7.401
Altas	-	-	1.323	1.323
Bajas	-	-	(1.076)	(1.076)
Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(1.795)	(4.901)
Saldo al 31 de diciembre de 2013 (*)	6.652	15.087	55.548	77.287
Altas	-	-	1.588	1.588
Bajas	-	-	(19.083)	(19.083)
Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(635)	(3.741)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	5.702	12.931	37.418	56.051

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

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. Las bajas correspondientes a las acometidas de la red básica registradas en 2014 se corresponden con distintas devoluciones que se han realizado a clientes.

17. Política de gestión de riesgos y capital

17.1 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.

La Política de Gestión de Riesgos del Grupo Enagás establece un marco de actuación para la gestión integral de riesgos, que posibilita la identificación, medición, control y gestión de los riesgos a los que se enfrenta el Grupo, así como el alineamiento de las actividades de las distintas unidades de negocio y/o áreas corporativas con el nivel de tolerancia al riesgo definido.

Los principios recogidos en esta política están plasmados en el Procedimiento de Gestión Integral de Riesgos, que establece las funciones específicas a desempeñar por los diferentes órganos de gobierno y áreas de la compañía responsables de la gestión y control de los riesgos.

Entre las funciones más relevantes pueden destacarse:

- Las unidades de negocio y/o áreas corporativas, como propietarios de los riesgos, son responsables de gestionar los riesgos inherentes a su actividad, a través del establecimiento de los planes de acción y las actividades de control adecuadas. También son responsables de identificar y evaluar los riesgos, así como definir los umbrales de riesgo máximo, de acuerdo con los objetivos fijados por la compañía y el plan estratégico.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- La unidad de riesgos corporativa desarrolla las políticas y normativas específicas de la gestión de riesgos, define la estrategia de la compañía en esta materia y realiza una medición agregada de la posición en riesgo del grupo.
- El Comité de Sostenibilidad impulsa la implantación del sistema de gestión de riesgos y propone las actuaciones que correspondan ante cualquier incumplimiento de la normativa interna y/o surgimiento de conflictos en relación con la gestión de riesgos.

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

Riesgo de crédito

Este riesgo se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado, ya que el Grupo opera en un entorno regulado con escenarios planificados (véase Nota 10).

El Grupo Enagás está también expuesto al riesgo de posibles incumplimientos de sus contrapartes en las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería. Para mitigar este riesgo, las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan de forma diversificada 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 (véanse Notas 3.i, 15 y 18).

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge en el Grupo Enagás, tanto por la adquisición de sociedades internacionales, fundamentalmente en Latinoamérica, como por la concesión de préstamos entre empresas del Grupo con monedas distintas del euro, fundamentalmente el dólar estadounidense. A fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo cuenta con financiación obtenida en dólares estadounidenses, así como con la contratación de instrumentos financieros derivados, los cuales son designados posteriormente como instrumentos de cobertura (véanse Notas 3.i, 15 y 18).

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez surge como consecuencia de diferencias en los importes o las fechas de cobro y de pago de los diferentes activos y pasivos de las sociedades del Grupo.

La política de liquidez seguida por el Grupo Enagás está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello se utilizan diferentes medidas de gestión tales como el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe,

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida.

La Deuda financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2014 tiene un vencimiento medio de 5,3 años.

17.2 Información cuantitativa

a) Riesgo de tipo de interés:

	2014	2013
Porcentaje de deuda financiera referenciada a tipos protegidos	81%	72%

Teniendo en consideración estos porcentajes de deuda financiera neta 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 variar de acuerdo al siguiente detalle:

	Miles de euros			
	Variación tipos de interés			
	2014		2013	
	1,00%	-1,00%	1,00%	-1,00%
Variación en gasto financiero	12.760	(12.760)	10.600	(10.600)

Por otro lado, ante las variaciones comentadas anteriormente, el impacto en patrimonio neto por los derivados contratados no sería significativo.

b) Riesgo de tipo de cambio

El Grupo Enagás obtiene su financiación fundamentalmente en euros, si bien tiene determinada financiación en dólares estadounidenses y yenes japoneses. La divisa que genera la mayor exposición a cambios en el tipo de cambio es el dólar estadounidense, dado que la financiación en yenes se encuentra cubierta mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase Nota 18).

La exposición del Grupo a cambios en el tipo de cambio dólar estadounidense/euro viene determinada fundamentalmente, tal y como se recoge en la Nota 2.4, por la conversión de Estados Financieros en moneda extranjera de las sociedades: Enagás Internacional, S.L.U., Enagás-Altamira, S.L. U., Altamira LNG, CV, Gasoductos de Morelos, SAPI de CV, Morelos EPC, TgP, GSP, Enagás México, Enagás Perú, Estación de Compresión Soto La Marina SAPI de CV , Estación de Compresión Soto La Marina EPC SAPI de CV , Estación de Compresión Soto La Marina EPC O&M de CV , y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense.

Asimismo, el Grupo también tiene préstamos en dólares estadounidenses concedidos por Enagás, S.A. a sociedades del Grupo, en las que no tienen participación mayoritaria.

La sensibilidad del resultado del ejercicio y del patrimonio neto, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo Enagás al 31 de diciembre 2014, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

	Miles de euros			
	Apreciación / (Depreciación) del euro frente al dólar			
	2014		2013	
	5,00%	-5,00%	5,00%	-5,00%
Efecto en el resultado después de impuestos	(1.603)	1.740	(3.917)	4.316
Efecto en el patrimonio neto	(17.889)	19.772	(8.440)	9.328

En el ejercicio 2014, no hay efecto significativo en relación con el sol peruano, dado que COGA ha sido adquirida el 23 de diciembre de 2014 (véase Nota 2.3).

17.3 Gestión del capital

El Grupo Enagás desarrolla una gestión de capital a nivel corporativo cuyos objetivos son asegurar la estabilidad financiera y conseguir una adecuada financiación de las inversiones, optimizando el coste de capital, para lograr maximizar la creación de valor para el accionista y manteniendo su compromiso de solvencia.

El Grupo Enagás considera como indicador de seguimiento de la situación financiera y de la gestión del capital el nivel de apalancamiento consolidado, definido como el cociente resultante de dividir la deuda financiera neta consolidada entre el activo neto consolidado (entendido éste como la suma de la deuda financiera neta y los fondos propios consolidados).

A continuación se detalla el apalancamiento financiero a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	2014	2013
Deudas con entidades de crédito	1.737.563	1.809.775
Obligaciones y otros valores negociables (*)	2.867.972	2.176.444
Otros pasivos financieros (**)	4.958	5.721
Efectivo y equivalentes	(551.449)	(335.013)
Deuda financiera neta	4.059.044	3.656.927
Fondos Propios	2.218.514	2.118.427
Ratio de apalancamiento	64,7%	63,3%

(*) El valor de las obligaciones se incluye a coste amortizado

(**) No incluye el valor presente de la opción de venta que tiene el EVE de su participación en Enagás Transporte del Norte, S.L., que se indica en la nota 15.1, (17.100 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 y 16.400 miles de euros a 31 de diciembre de 2013) ni las deudas por arrendamientos financieros (2.369 miles de euros en 2014 y 1.215 miles de euros en 2013).

Asimismo, a 31 de diciembre de 2014 el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. se mantuvo en “BBB” para la agencia de rating Standard & Poor’s, con un Outlook estable y en “A-” para Fitch Ratings, con Outlook estable.

18.- 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 se han contratado determinados cross currency swaps (CCS) y swaps de tipo de interés (IRS) en condiciones de mercado durante el ejercicio 2014:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Denominación	Contratación	Importe contratado	Tipo	Inicio	Vencimiento
Cross currency swap	marzo 2014	400.291	Fijo a fijo	abril 2014	abril 2022
Swap tipo de interés	diciembre 2014	150.000	Variable a fijo	diciembre 2014	diciembre 2019
Swap tipo de interés	diciembre 2014	150.000	Variable a fijo	enero 2015	enero 2020
Swap tipo de interés	diciembre 2014	100.000	Variable a fijo	febrero 2015	mayo 2017
Swap tipo de interés	diciembre 2014	65.000	Variable a fijo	marzo 2015	marzo 2020
Total		865.291			

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

Estos instrumentos se compensan y liquidan por diferencias, por lo que el riesgo real del Grupo Enagás deriva de la posición neta de los mismos y no del importe contratado.

El valor razonable a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de dichos derivados de cobertura es:

Ejercicio 2014

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
						Activo	Pasivo
Cross Currency Sw ap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	-	(12.461)
Cross Currency Sw ap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	Euros	abril-2022	-	(43.195)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	junio-2015	-	(1.061)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	-	(3.945)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	100.000	Euros	mayo-2017	-	(81)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre-2019	-	(396)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	65.000	Euros	marzo-2020	-	(126)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	enero-2020	-	(222)
Total			1.687.805			-	(61.487)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013 (*)

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
						Activo	Pasivo
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	sep-2039	-	(21.605)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	877	-
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	110.000	Euros	noviembre-2014	-	(1.393)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	170.000	Euros	abril-2014	-	(1.033)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	200.000	Euros	junio-2015	-	(2.339)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre-2014	-	(1.459)
Total			1.252.514			877	(27.829)

La variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de las sociedades que consolidan por el método de integración global durante el ejercicio 2014 ha sido la siguiente:

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	31.12.2013 (*)	Ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto		Transferencia a las cuentas de pérdidas y ganancias		Otras variaciones (**)	31.12.2014
					Operaciones de cobertura	Diferencias de conversión	Variaciones en el resultado	Riesgo de contraparte		
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	475.000	877	(5.873)	-	1.361	-	(310)	(3.945)
			110.000	(1.393)	(24)	-	1.254	-	163	-
			170.000	(1.033)	(1.417)	-	464	-	1.986	-
			200.000	(2.339)	(552)	-	1.830	-	-	(1.061)
			150.000	(1.459)	(151)	-	1.610	-	-	-
			100.000	-	(81)	-	-	-	-	(81)
			150.000	-	(396)	-	-	-	-	(396)
			65.000	-	(126)	-	-	-	-	(126)
150.000	-	(222)	-	-	-	-	(222)			
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	(21.605)	-	-	-	(419)	9.563	(12.461)
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	-	898	(51.012)	3.872	650	2.397	(43.195)
Total			2.117.805	(26.952)	(7.944)	(51.012)	10.391	231	13.799	(61.487)

(*) Datos comparativos aplicado el método de consolidación según NIIF 11 (véase Nota 2.6.a)

(**) En esta variación se registran los intereses devengados y no pagados y otras comisiones por estos instrumentos financieros derivados.

Cobertura de flujos de efectivo

Al cierre del ejercicio 2014 el importe registrado en la Cuenta de Resultados Consolidada correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo descritos anteriormente (swap tipo de interés) ascendió a 6.519 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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

Importe contratado (miles de euros)	Moneda	Vencimiento	Total	2015	2016	2017 y siguientes
200.000	Euros	junio-2015	(1.061)	(1.061)	-	-
475.000	Euros	enero-2017	(3.945)	(1.901)	(1.901)	(143)
100.000	Euros	mayo-2017	(81)	(34)	(34)	(13)
150.000	Euros	diciembre-2019	(396)	(78)	(78)	(240)
65.000	Euros	marzo-2020	(126)	(24)	(24)	(79)
150.000	Euros	enero-2020	(222)	(43)	(43)	(135)
1.140.000			(5.831)	(3.142)	(2.080)	(609)

Cobertura de valor razonable

Durante el ejercicio 2009 el Grupo Enagás contrató un cross currency swap (CCS) para cubrir la variación en el valor razonable de un bono en yenes (JPY) por el riesgo de tipo de cambio EUR/JPY y de tipo de interés del JPY. El componente fijo en JPY de este CCS neutraliza las variaciones de valor del bono en los riesgos especificados. Dicho bono se encuentra registrado en el epígrafe "Pasivos financieros no corrientes" del Balance de Situación Consolidado.

En la fecha de inicio del CCS se intercambian los principales de forma que Enagás recibió 147,5 millones de euros y pagó 20.000 millones de JPY, dicho elemento se registra a valor razonable con cambios en la Cuenta de Resultados Consolidada. Asimismo, hasta el vencimiento Enagás recibirá intereses a tipo fijo en JPY y pagará Euribor 6m. Al vencimiento del contrato, Enagás recibirá el principal en JPY y devolverá el principal en euros fijado inicialmente.

El Grupo ha documentado la relación de cobertura de este instrumento como una cobertura de valor razonable, dado que se trata de una cobertura de la exposición a los cambios en el valor razonable del pasivo reconocido que se atribuye a un riesgo particular y que afecta a la Cuenta de Resultados Consolidada.

Las variaciones en el valor razonable experimentadas por el instrumento de cobertura han sido compensadas con las variaciones de valor del instrumento cubierto, tal y como se muestra en el siguiente detalle:

<i>Miles de euros</i>	Valor razonable 31.12.2013	Valor razonable 31.12.2014	Variación (Cuenta Resultados)
Valoración del derivado (+activo/-pasivo)	(21.605)	(12.461)	9.144
Valoración del instrumento cubierto (pasivo)	(124.835)	(134.398)	(9.563)
Total importe neto reconocido en Resultados (gasto)			(419)*

*Este importe corresponde principalmente al efecto de la adopción, en el ejercicio 2013, de la NIIF 13 por la valoración del riesgo de contraparte, cuya metodología de cálculo se describe en la Nota 3.i.

Cobertura de inversión neta en el extranjero

En el mes de abril de 2014 Enagás Internacional, S.L.U. contrató un cross currency swap (CCS). A nivel consolidado, este derivado ha sido designado como cobertura de inversión neta a objeto de cubrir la exposición del Grupo a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de ciertas inversiones en el extranjero.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Tal y como se indica en la Nota 3.i, las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" del Balance de Situación Consolidado adjunto.

Estas diferencias de conversión se transferirán a la Cuenta de Resultados Consolidada cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

La valoración del riesgo de contraparte de acuerdo con NIIF 13 (véase metodología de cálculo en Nota 3.i) ha supuesto un ingreso en la Cuenta de Resultados Consolidada por importe de 650 miles de euros.

El valor razonable de este instrumento a 31 de diciembre de 2014 es de 43.195 miles de euros, de los cuales 7.533 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo en la categoría de derivados incluidos en el epígrafe "Pasivos financieros corrientes".

19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle del epígrafe Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar a 31 de diciembre de 2014 y de 2013 es el siguiente:

	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Deudas con empresas del Grupo	1.991	1.021
Resto de proveedores	196.308	201.870
Otros acreedores	5.276	4.851
Pasivo por impuesto corriente (ver Nota 20.2)	32.233	39.390
Total	235.808	247.132

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

El saldo de "Deudas con empresas del Grupo" corresponde principalmente a los servicios de transporte de gas, pendientes de pago a la fecha, que las sociedades filiales Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A., prestan a la sociedad Enagás Transporte, S.A.U., al integrarse las mismas mediante consolidación proporcional.

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

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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

	Pagos realizados y pendientes de pago en la fecha de cierre del ejercicio			
	2014		2013 (*)	
	Importe	%	Importe	%
Realizados dentro del plazo máximo legal	393.483	99%	372.483	88%
Resto	3.866	1%	48.517	12%
Total pagos del ejercicio	397.349	100%	421.000	100%
PMPE (días) de pagos	33		31	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	5.284		8.249	

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

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 a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal", cuyo importe asciende a 5.284 miles de euros (8.249 miles de euros en el ejercicio 2013), hay que tener en cuenta que la cantidad de 1.428 miles de euros (1.034 miles de euros en el ejercicio 2013) 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 2014 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.

20. 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 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 2.283 miles de euros en el ejercicio 2014 (2.300 miles de euros en el ejercicio 2013), que se encuentran registrados en el epígrafe "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta (véase Nota 23.1).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

21. Situación fiscal

21.1 Declaración fiscal

Enagás, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 493/12 (véase Nota 3.q). El resto de sociedades del Grupo liquidan individualmente sus declaraciones de Impuesto sobre Sociedades de acuerdo con las normas fiscales que las resultan de aplicación.

21.2 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

Los saldos deudores y acreedores con Administraciones Públicas, a 31 de diciembre de 2014, son los siguientes:

	Miles de Euros	
	2014	2013 (*)
Saldos Deudores:		
Impuesto sobre el Valor Añadido	24.683	26.646
Impuesto sobre las ganancias	4.822	7.318
Total	29.505	33.964
Saldos Acreedores:		
Impuesto sobre las ganancias	3.767	12.034
Impuesto sobre el Valor Añadido	199	1.243
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	28.267	26.113
Total	32.233	39.390

(*) Los datos comparativos iniciales han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6) de la información financiera adjunta

En el ejercicio 2014, se han pagado 185.151 miles de euros (189.915 miles de euros en el ejercicio 2013) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades, correspondiendo 180.420 miles de euros al Grupo Consolidado Fiscal (185.265 miles de euros en el ejercicio 2013), resultando una cuota a devolver al Grupo Consolidado Fiscal por importe de 4.822 miles de euros (durante el ejercicio 2013 resultó una cuota a pagar por importe de 8.027 miles de euros).

El importe pendiente a pagar por este concepto a 31 de diciembre de 2014 asciende a 3.767 miles de euros, correspondiendo íntegramente a sociedades no pertenecientes al Grupo de Consolidación Fiscal (4.007 miles de euros en el ejercicio 2013).

El saldo del epígrafe Hacienda Pública deudora corresponde básicamente al saldo pendiente de devolución del Impuesto sobre el Valor Añadido.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

21.3 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:

	2014				2013 (*)			
	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	457.470	31.975	5.826	495.271	521.379	32.821	6.546	560.746
Ajustes de consolidación (**)	29.731	506	(6.206)	24.031	25.560	(2.199)	(6.546)	16.815
Diferencias permanentes de las sociedades individuales								
Aumentos	1.872	-	-	1.872	1.334	784	-	2.118
Disminuciones	-	(155)	-	(155)	(4.517)	-	-	(4.517)
Diferencias temporales de las sociedades individuales								
Aumentos	148.195	2.226	-	150.421	151.403	2.186	-	153.589
Disminuciones	(9.780)	(1.582)	-	(11.362)	(3.793)	(2.110)	-	(5.903)
Base Imponible	627.488	32.970	(380)	660.078	691.366	31.482	-	722.848

(*) Los datos comparativos iniciales han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6) de la información financiera adjunta

(**) Los principales conceptos en la línea de "Ajustes de consolidación" se corresponden con la eliminación de los dividendos percibidos por Enagás Internacional y Enagás Transporte distribuidos de sociedades que no forman parte del grupo de consolidación fiscal.

En relación con las sociedades extranjeras, la base imponible por importe de (380) miles de euros corresponde a las sociedades Enagás Perú y Enagás México, cuyo tipo impositivo es el 30%.

21.4 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2014 y 2013 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

Ejercicio 2014

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
Por impuesto corriente:			
Total impuesto corriente	-	-	-
Por impuesto diferido:			
Con origen en el ejercicio:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	206	(1.386)	(1.180)
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	7.364	(2.871)	4.493
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Total impuesto diferido	7.570	(4.257)	3.313
Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio	7.570	(4.257)	3.313

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
Por impuesto corriente:			
Total impuesto corriente	-	-	-
Por impuesto diferido:			
Con origen en el ejercicio:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	48	(263)	(215)
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	13.218	(20.436)	(7.218)
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Total impuesto diferido	13.266	(20.699)	(7.433)
Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio	13.266	(20.699)	(7.433)

21.5 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:

	2014				2013 (*)			
	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	457.470	31.975	5.826	495.271	521.379	32.821	6.546	560.746
Diferencias permanentes y ajustes de consolidación	31.603	351	(6.206)	25.748	22.377	(1.415)	(6.546)	14.416
Cuota %	146.722	9.698	(114)	156.306	163.127	9.422	-	172.549
Efecto de las deducciones	(10.337)	(885)	-	(11.222)	(9.015)	(2.281)	-	(11.296)
Efecto de las Bases Imponibles Negativas generadas no activadas en el ejercicio	-	-	114	114	(19)	-	-	(19)
Efecto por diferentes tipos impositivos	-	(280)	-	(280)	-	(270)	-	(270)
Ajustes en la imposición sobre beneficios	(58.042)	(102)	-	(58.144)	(3.821)	(8)	-	(3.829)
Otros	698	155	-	853	(445)	(200)	-	(645)
Impuesto sobre sociedades del ejercicio	79.041	8.586	-	87.627	149.827	6.663	-	156.490

(*) Los datos comparativos iniciales han sido reexpresados en aplicación de las NIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a) de la información financiera adjunta

21.6 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

	Enagás, S.A.	Enagás Transporte S.A.	Enagás GTS S.A.	Enagás Internacional, S.L.	Enagás Financiaciones S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Enagás Altamira, S.L.	Enagas Transporte del Norte, S.L.	Total
Impuesto corriente:										
Por operaciones continuadas	9.857	(193.910)	2.442	3.334	(63)	(3.978)	(2.252)	(267)	(2.678)	(187.515)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:										
Por operaciones continuadas	1.658	39.176	664	26	-	445	152	-	(377)	41.744
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:										
Por operaciones continuadas	-	58.042	-	-	-	42	60	-	-	58.144
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	11.515	(96.692)	3.106	3.360	(63)	(3.491)	(2.040)	(267)	(3.055)	(87.627)

Ejercicio 2013 (*)

	Enagás, S.A.	Enagás Transporte S.A.	Enagás GTS S.A.	Enagás Internacional, S.L.	Enagás Financiaciones S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Enagás Altamira, S.L.	Enagas Transporte del Norte, S.L.	Total
Impuesto corriente:										
Por operaciones continuadas	(4.075)	(196.873)	2.690	310	(19)	(3.996)	(2.270)	37	(467)	(204.663)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:										
Por operaciones continuadas	3.000	40.929	353	-	-	445	152	-	(535)	44.344
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:										
Por operaciones continuadas	2.914	189	-	-	-	-	-	718	8	3.829
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	1.839	(155.755)	3.043	310	(19)	(3.551)	(2.118)	755	(994)	(156.490)

(*) Los datos comparativos iniciales han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6) de la información financiera adjunta

Como tipos impositivos para la determinación del impuesto sobre sociedades se han empleado los siguientes: 30% para las sociedades españolas que tributan bajo normativa estatal, 28% para las que tributan bajo normativa Foral (Vizcaya).

21.7 Activos y Pasivos por impuesto diferido

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2014 y 2013 son los siguientes:

	2014	2013(*)
Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):		
Subvenciones de capital y otras	1.437	1.652
Limite deducción amortización R.D.L. 16/2012	43.351	26.499
Provisión por retribuciones al personal	3.994	4.340
Provisión inmovilizado	8.563	8.812
Provisiones litigios	-	3
Derivados	1.373	9.387
Otros	3.669	3.726
Bases imponibles negativas	1.973	1.820
Deducciones pendientes y otros	8.053	1.320
Total activos por impuesto diferido	72.413	57.559

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Veáse Nota 2.6.a)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

	2014	2013(*)
Pasivos por impuesto diferido:		
Amortización acelerada	-	427
Libertad de amortización	311.283	386.344
Derivados	1.486	8.452
Otros	5.232	5.565
Total pasivos por impuesto diferido	318.001	400.788

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11
(Véase Nota 2.6.a)

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

La Ley 16/2012, de 27 de diciembre de 2012, por la que se adoptan "diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica", introdujo en su artículo 7, la limitación a las amortizaciones fiscalmente deducibles en el Impuesto sobre Sociedades. Dicha limitación consiste, en que la amortización contable del inmovilizado material, intangible y de las inversiones inmobiliarias correspondientes a los períodos impositivos que se inicien dentro de los años 2013 y 2014 para aquellas entidades que, en los mismos, no cumplan los requisitos establecidos en los apartados 1, 2 o 3 del artículo 108 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, se deducirá en la base imponible hasta el 70 por ciento de aquella que hubiera resultado fiscalmente deducible de no aplicarse el referido porcentaje, de acuerdo con los apartados 1 y 4 del artículo 11 de dicha Ley. No obstante, la amortización contable que no resulte fiscalmente deducible, se podrá deducir de forma lineal durante un plazo de 10 años o durante la vida útil del elemento patrimonial, a partir del primer período impositivo que se inicie dentro del año 2015. En base a esta normativa, el impuesto diferido creado por este concepto en el ejercicio 2014 ha sido de 24.905 miles de euros equivalentes a 83.018 miles de euros en base (en 2013 el impuesto diferido creado ascendió a 26.499 miles de euros equivalentes a 88.330 miles de euros en base).

El Grupo no tiene activos por impuesto diferido significativos 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 período impositivo en que los elementos patrimoniales adquiridos entren en funcionamiento, respecto a la plantilla media de los doce meses anteriores.

Asimismo, durante el ejercicio 2011 y 2012, el Grupo Enagás se acogió 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 de activo fijo que se afecten a actividades económicas sin condicionarlo al mantenimiento del empleo. Además se ampliaba el ámbito temporal de aplicación de este incentivo fiscal hasta el ejercicio 2015.

No obstante y con fecha 31 de marzo de 2012, se publicó el Real Decreto-ley 12/2012, de 30 de marzo, mediante el cual se eliminó el incentivo fiscal de libertad de amortización para inversiones realizadas a partir de la publicación de dicho Real Decreto. En cualquier caso, las cantidades pendientes de aplicar de las inversiones realizadas hasta el 31 de marzo de 2012, podrán beneficiarse de este incentivo, con el límite del 40% de la base imponible para las correspondientes al período 2009-2010 y del 20% para las del período 2011-2012.

En base a lo anterior, en la liquidación del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2013, el Grupo Enagás se acogió a dicho incentivo fiscal, realizando un ajuste negativo en la base imponible por importe de 6.163 miles de euros, dando lugar a la creación de un pasivo por impuesto diferido de 1.849 miles de euros. Durante el ejercicio 2014, se

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

ha aplicado un impuesto diferido por este concepto por importe de 16.643 miles de euros, mediante el correspondiente ajuste positivo en la base imponible de 55.478 miles de euros.

Como se indica en la Nota 21.9 siguiente, cabe mencionar que a cierre del ejercicio 2014, el Grupo Enagás procedió a registrar los saldos de los impuestos anticipados y diferidos de acuerdo con lo establecido en la Ley 27/2014 del Impuesto sobre Sociedades, la cual modifica, entre otros, los tipos impositivos del Impuesto sobre Sociedades, siendo el 28% el tipo impositivo para el año 2015 y el 25% el tipo aplicable en el año 2016 y sucesivos.

Asimismo, la Sociedad ha procedido a registrar dentro de “Deducciones pendientes y otros” lo establecido en la disposición transitoria trigésimo séptima de la Ley 27/2014 del impuesto sobre Sociedades, la cual establece que los contribuyentes que tributen al tipo de gravamen previsto en apartado 1 del artículo 29 de esta Ley y les haya resultado de aplicación la limitación a las amortizaciones establecidas en el artículo 7 de la 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, tendrán derecho a una deducción en la cuota íntegra del periodo impositivo iniciado en 2015 del 2% de las cantidades que integren en la base imponible de dicho periodo impositivo, y del 5% en el periodo impositivo iniciado en 2016 y sucesivos, derivadas de las amortizaciones no deducidas en los periodos impositivos 2013 y 2014.

Todo ello ha supuesto un menor gasto por impuesto recogido en la cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio 2014 de 8.053 miles de euros.

21.8 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.

Al cierre del ejercicio 2014 el Grupo Enagás tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2010 a 2014 para los impuestos que le son aplicables, excepto el Impuesto sobre Sociedades que están pendientes de inspección para los ejercicios 2009 a 2014.

Los Administradores 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.

21.9 Reforma Fiscal

El pasado 28 de noviembre del 2014, se publicaron en el Boletín Oficial del Estado, las Leyes siguientes:

- Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades;
- Ley 26/2014, por la que se modifican la Ley del IRPF, la Ley del IRNR y Otras Normas Tributarias;
- Ley 28/2014, por la que se modifican la Ley del IVA, la Ley de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico de Canarias, la Ley de Impuestos Especiales y la Ley 16/2013.

Dichas Leyes entrarán en vigor a partir del 1 de enero de 2015.

Entre las diversas modificaciones que se introducen, los efectos más significativos para el Grupo Enagás que tienen impacto en las Cuentas Anuales Consolidadas del 2014, son las que se recogen en la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades, concretamente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- La bajada progresiva del tipo impositivo al 28% en 2015 y 25% en 2016 y siguientes;
- Lo establecido en la disposición transitoria trigésimo séptima de la citada Ley, en virtud de la cual, los contribuyentes que tributen al tipo de gravamen previsto en el apartado 1 del artículo 29 de esta Ley, como es el caso de Enagás, y les haya resultado de aplicación la limitación a las amortizaciones establecidas en el artículo 7 de la 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, tendrán derecho a una deducción en la cuota íntegra del 5 por ciento de las cantidades que integren en la base imponible del período impositivo, derivadas de las amortizaciones no deducidas en los períodos impositivos que se hayan iniciado en 2013 y 2014. Esta deducción será del 2 por ciento en los períodos impositivos que se inicien en 2015

Como consecuencia de lo indicado anteriormente, el Grupo Enagás ha procedido a actualizar el importe de los activos y pasivos por impuestos diferidos al tipo impositivo al que se espera sean de aplicación en el periodo en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, en base al tipo impositivo aprobado en la citada Ley, registrando un menor gasto por impuesto de sociedades, por importe de 58.144 miles de euros, en el epígrafe de "Impuesto sobre las ganancias" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

De acuerdo a lo anterior, los impactos en la Cuenta de Resultados Consolidada y en el Patrimonio Neto Consolidado previstos por la actualización de los activos y pasivos por impuesto diferido del Grupo corresponden al siguiente detalle:

	Miles de Euros
	2014
Actualización de Activos por impuesto diferido	
con efecto en la cuenta de resultados consolidada	(2.520)
con efecto en el patrimonio neto consolidado	(272)
Total	(2.792)
Actualización de Pasivos por impuesto diferido	
con efecto en la cuenta de resultados consolidada	60.664
con efecto en el patrimonio neto consolidado	1.189
Total	61.853
Total efecto en cuenta de resultados consolidada	58.144
Total efecto en el patrimonio neto consolidado	917

22. Ingresos

El desglose de los ingresos del Grupo en los ejercicios 2014 y 2013 se desglosa a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Miles de Euros	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Importe neto de la cifra de negocios	1.206.192	1.232.982
Ingresos por actividades reguladas	1.185.103	1.214.981
Ingresos por actividades no reguladas	21.089	18.001
Otros Ingresos	20.989	28.877
Ingresos accesorios y de gestión corriente	20.989	28.755
Subvenciones	-	122
Total	1.227.181	1.261.859

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

En cuanto al Importe neto de la cifra de negocios, se corresponde principalmente con los ingresos de la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. por actividades reguladas. Estos ingresos se distribuyen como sigue, según sociedad:

Miles de Euros	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Actividades reguladas:	1.185.103	1.214.981
Enagás, S.A.	231	-
Enagás Transporte, S.A.U.	1.139.781	1.178.096
Enagás GTS, S.A.U.	12.155	11.561
Enagás Transporte del Norte, S.L.	32.936	25.324
Actividades no reguladas:	21.089	18.001
Enagás, S.A.	4.670	3.643
Gasod. Al-Andalus, S.A.	8.084	8.072
Gasod. de Extremadura, S.A.	6.294	6.286
Enagás-Altamira, S.L.	250	-
Enagá Internacional, S.L.U.	1.791	-
Total	1.206.192	1.232.982

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

23. Gastos

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

	Miles de Euros	
	31.12.2014	31.12.2013 (*)
Gastos de personal	84.695	82.280
Otros gastos de explotación	202.803	183.745
Total	287.498	266.025

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación a las NIIF vigentes a 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6 a)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

23.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2014	31.12.2013 ^(*)
Sueldos y salarios	65.931	62.720
Indemnizaciones	4.674	6.080
Seguridad Social	15.517	14.486
Otros gastos de personal	5.136	9.515
Aportaciones a fondos de pensiones externos	2.283	2.300
Trabajos para el inmovilizado	(8.846)	(12.821)
Total	84.695	82.280

() Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)*

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 8.846 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 y 12.821 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (véase Nota 6).

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

Categorías	2014	2013 ^(*)
Directivos	74	65
Técnicos	571	554
Administrativos	123	123
Operarios	397	398
Total	1.165	1.140

() Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)*

A 31 de diciembre de 2014 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.206 empleados (1.150 empleados en 2013) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2014		2013 ^(*)	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	64	16	56	13
Técnicos	448	165	418	144
Administrativos	28	93	31	92
Operarios	378	14	383	13
Total	918	288	888	262

() Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)*

Cabe indicar que dentro de la categoría de "Directivos" queda integrada la Alta Dirección del Grupo compuesta por diez personas (nueve hombres y una mujer).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2014 y 2013 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2014	2013 (*)
Directivos	-	-
Técnicos	3	6
Administrativos	1	-
Operarios	4	6
Total	8	12

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

23.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	miles de euros	
	31.12.2014	31.12.2013 ^(*)
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	1.634	2.150
Arrendamientos y cánones	44.901	44.859
Reparación y conservación	39.749	34.081
Servicios profesionales independientes	30.590	22.494
Transportes	10.366	10.978
Primas de seguros	4.723	4.716
Servicios bancarios y similares	182	165
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	3.672	2.859
Suministros	19.300	17.963
Otros servicios	21.310	23.307
Servicios exteriores	176.427	163.572
Tributos	13.328	9.655
Otros Gastos Externos	9.304	9.603
Variación de las provisiones de tráfico	3.744	915
Total Otros Gastos de Explotación	202.803	183.745

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

23.3 Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por la auditoría de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. En el ejercicio 2014, estos gastos ascendieron a 1.322 miles de euros (1.461 miles de euros en el ejercicio 2013) según el siguiente detalle:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Categorías	2014		2013 (*)	
	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)	454	47	443	-
Otros servicios de verificación (2)	823	-	971	-
Total servicios de auditoría y relacionados	1.277	47	1.414	-
Otros servicios	45	-	47	-
Servicios de asesoramiento fiscal	-	-	-	-
Total servicios profesionales	45	-	47	-

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

(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 345 miles de euros y 304 miles de euros en los ejercicios 2014 y 2013, 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 CNMC, y los trabajos de revisión asociados a las operaciones corporativas acometidas durante el ejercicio 2014 por el Grupo Enagás.

24. Resultado financiero neto

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

	31.12.2014	31.12.2013(*)
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	2.760	1.137
Ingresos de terceros	9.327	23.039
Ingresos financieros	12.087	24.176
Gastos financieros y gastos asimilados	(544)	(3.927)
Intereses de préstamos	(125.828)	(118.793)
Rendimientos atribuibles a las provisiones	6	(1.688)
Gastos financieros	(126.366)	(124.408)
Bº de instrumentos de cobertura	231	1.074
Diferencias de cambio	8.542	(4.707)
Resultado financiero neto	(105.506)	(103.865)

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes al 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6.a)

El Grupo ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 4.887 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 y 6.575 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (véase Nota 6).

25. Segmentos de negocio y geográficos

25.1 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

25.2 Segmentos según información geográfica.

Con la aplicación de la NIIF 11 (Véase Nota 2) la mayoría de las sociedades que el Grupo Enagás posee fuera de Europa han pasado a integrarse por el método de la participación, presentándose así sus gastos e ingresos correspondientes en el epígrafe de "Resultado de entidades valoradas por el método de la puesta en equivalencia" de la Cuenta de Resultados consolidada. En base a esto, la información relativa a mercados geográficos se hace a partir de la cifra de resultado neto.

La distribución del resultado correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:

Resultado neto	31.12.2014	31.12.2013
Europa	393.187	394.843
América del Sur	13.346	8.340
Total	406.533	403.183

25.3 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 los siguientes almacenamientos subterráneos: Serrablo, situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), Gaviota (almacenamiento off-shore) situado cerca de Bermeo (Vizcaya), y Yela (Guadalajara).

b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema

El Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2013 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.

Las actividades de Infraestructuras y de Gestor Técnico del Sistema son consideradas por el Grupo Enagás como "Actividades Reguladas".

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

c) Actividades no reguladas

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

25.4 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:

Miles de euros										
CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas		Ajustes		Total Grupo	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Ingresos de explotación	1.213.737	1.294.155	13.680	13.084	89.261	132.380	(89.497)	(177.760)	1.227.181	1.261.859
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(295.264)	(305.886)	(7.070)	(4.172)	(15.972)	(17.197)	3.406	(1.712)	(314.900)	(328.967)
Resultado de Explotación	636.598	655.567	(10.818)	(10.203)	(34.349)	7.586	(1.814)	(3.218)	589.617	649.732
Ingresos Financieros	3.086	6.598	202	458	397.121	421.401	(388.322)	(404.281)	12.087	24.176
Gastos Financieros	(90.927)	(110.661)	(208)	(388)	(103.892)	(52.817)	68.661	39.458	(126.366)	(124.408)
Impuesto sobre beneficios	(108.245)	(163.351)	3.106	3.042	14.545	2.890	2.967	929	(87.627)	(156.490)
Resultado después de Impuestos	438.434	387.766	(7.717)	(7.098)	297.977	380.344	(322.161)	(357.829)	406.533	403.183
BALANCE DE SITUACIÓN	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)
Total Activo	6.742.402	6.373.001	48.530	55.236	3.007.720	4.744.515	(2.086.793)	(4.129.254)	7.711.859	7.043.498
Adquisiciones de Inmovilizado	113.050	179.811	13.865	13.546	9.662	20.614	-3.583	-6.197	132.994	207.774
Pasivos no corrientes (**)	538.034	629.298	15	0	-	18.468	-	8	537.392	647.774
-Pasivos por impuesto diferido	314.319	385.451	-	-	3.607	15.337	75	-	318.001	400.788
-Provisiones	167.664	166.560	15	0	3.884	3.131	-8.223	8	163.340	169.699
-Otros pasivos no corrientes	56.051	77.287	-	-	-	-	-	-	56.051	77.287
Pasivos corrientes (**)	166.309	170.611	43.595	37.167	-	56.097	-	(16.743)	235.808	247.132
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	166.309	170.611	43.595	37.167	31.233	56.097	(5.329)	(16.743)	235.808	247.132

(*) Los datos comparativos han sido reexpresados en aplicación de las NIIF vigentes a 1 de enero de 2014 (véase Nota 2.6 a)

(**) No se incluyen pasivos financieros.

26. 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 del Grupo 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, los almacenamiento subterráneos de Serrablo, Gaviota y Yela, las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos, el Laboratorio de Zaragoza y la Gestión de Proyectos de desarrollo de Nuevas Infraestructuras.

En el año 2014, 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

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.

Asimismo, 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 2014, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 8.573 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación (9.286 miles de euros en el ejercicio 2013). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2014 a 1.346 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (924 miles de euros en el ejercicio 2013).

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 se ha beneficiado de incentivos fiscales como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente: la Dirección General de Calidad Ambiental de la Comunidad Autónoma de Cataluña expidió la Certificación de Convalidación por Inversiones Ambientales por la ejecución del Proyecto "Instalación de una Planta de Autogeneración de Nitrógeno de la Planta de Regasificación del Grupo Enagás en Barcelona", inversión correspondiente al ejercicio 2013. El importe de dicha inversión ambiental ascendió a 405 miles de euros, dando lugar a una deducción en la cuota del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2014 (a presentar en julio de 2015) de 32 miles de euros, correspondiente a un tipo de deducción de 8% del total de la inversión ambiental realizada, según lo establecido en el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

27. 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.

La Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, reformó el régimen de cara al período 2013-2020. Aunque la subasta se configura como el procedimiento normal para la asignación a partir de 2013 para los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito del régimen de comercio de derechos de emisión, los titulares que puedan optar a ello, de acuerdo con lo previsto en la propia Directiva, recibirán derechos gratuitos entre 2013 y 2020 en una cantidad que resulta de aplicar la normativa armonizada de la Unión Europea.

Por acuerdo del Consejo de Ministros de 15 de noviembre de 2013 se aprobó la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instituciones sujetas al régimen del comercio de derechos de emisión por el período 2013-2020, entre las que se incluyen instalaciones de Enagás Transporte, S.A.U.. Las instalaciones para las cuales se han recibido dichas asignaciones son:

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

Adicionalmente, durante el ejercicio 2014 se recibió la asignación correspondiente a la estación de compresión de Villar de Arnedo.

De manera que el total de derechos asignados a la sociedad Enagás Transporte, S.A.U., de forma definitiva y gratuita correspondientes a sus instalaciones asciende a 985.915 derechos para el período 2013 a 2020, correspondiendo 167.557 al año 2014 y 143.836 al año 2013.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2014 y 2013, fueron valorados a 4,52 euros/derecho y 6,61 euros/derecho respectivamente, precio spot del primer día hábil del año 2014 y 2013 del RWE Trading GMBH, lo que supone unas altas del ejercicio de 790 y 1.247 miles de euros respectivamente.

El Grupo Enagás ha consumido 434.761 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2013 y 321.719 derechos consumidos durante el ejercicio 2013.

Durante el primer trimestre de 2014, 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.

El Grupo Enagás durante el ejercicio 2014, 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.

28. Operaciones y saldos con partes vinculadas

28.1 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, según establece la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre y la Circular 1/2008, de 30 de enero de la CNMV.

Los saldos con empresas del grupo que no han sido eliminados en el proceso de consolidación se corresponden con:

- Cuentas por cobrar por importe de 4.649 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (1.738 miles de euros a 31 de diciembre de 2013) (Véase Nota 10)
- Cuentas a pagar por importe de 1.991 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (1.021 miles de euros a 31 de diciembre de 2013) (Véase Nota 19)
- Créditos empresas del grupo por importe de 115.217 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (17.086 miles de euros a 31 de diciembre de 2013) (Véase Nota 8)

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2014 y 2013, 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2014				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	-	-	-	1.480	1.480
Recepción de servicios	-	-	10.098	1.597	11.695
Otros gastos	-	1.083	-	-	1.083
Total Gastos	-	1.083	10.098	3.077	14.258
Ingresos:					
Ingresos financieros	-	-	2.759	2	2.761
Prestación de servicios	-	-	14.873	-	14.873
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	106	-	106
Total Ingresos	-	-	17.738	2	17.740

Ejercicio 2013

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2013				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	78	-	-	5.538	5.616
Recepción de servicios	-	-	10.644	2.384	13.028
Otros gastos	-	1.046	-	24	1.070
Total Gastos	78	1.046	10.644	7.946	19.714
Ingresos:					
Ingresos financieros	-	-	1.137	2.069	3.206
Prestación de servicios	-	-	11.468	-	11.468
Total Ingresos	-	-	12.605	2.069	14.674

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

Otras transacciones	Miles de Euros				
	31-12-2014				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	115.217	-	115.217
Garantías y avales prestados (véase Nota 31)	-	-	233.903	-	233.903
Garantías y avales recibidos	-	-	-	153.078	153.078
Compromisos adquiridos (véase Nota 31)	-	-	54.907	-	54.907
Dividendos y otros beneficios distribuidos	39.785	-	-	-	39.785

Ejercicio 2013

Otras transacciones	Miles de Euros				
	31-12-2013				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	17.086	-	17.086
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	-	-	-	100.000	100.000
Garantías y avales prestados (véase Nota 31)	-	-	83.997	-	83.997
Garantías y avales recibidos	1.017	-	-	11.080	12.097
Compromisos adquiridos (véase Nota 31)	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	50.992	-	-	-	50.992

Durante el ejercicio 2014, el Grupo Banco Santander cumple la definición de “vinculada” anteriormente indicada.

A este respecto, sobre las transacciones indicadas en el cuadro anterior, se corresponden con esta entidad vinculada 1.480 miles de euros de gastos financieros (incluyendo los gastos financieros derivados de los contratos de coberturas de tipo de interés), y 153.078 miles de euros de garantías y avales recibidos.

Adicionalmente, esta entidad bancaria ha realizado las siguientes operaciones con el Grupo Enagás:

- El Grupo Enagás mantiene como financiación un club deal multdivisa del que no se ha realizado disposición a 31 de diciembre de 2014. En esta operación, la entidad vinculada representa un 9,63% del total de bancos que han suscrito esta fuente de financiación.
- En relación con la operación del almacenamiento subterráneo de Castor explicada en la Nota 4, esta entidad vinculada ha asumido un 50,94% de la financiación de la operación.
- Finalmente, en la emisión del bono por parte de Enagás Financiaciones, S.A.U. el 27 de marzo de 2014 (véase Nota 15.1), esta entidad vinculada ha tenido una participación como “active bookrunner”.

Durante el ejercicio 2013, el Banco Sabadell cumplía la definición de “vinculada”. La Sociedad mantenía una deuda a largo plazo con dicha entidad por importe de 100.000 miles de euros, la cual se encontraba registrada como deudas con entidades de crédito en el epígrafe “Pasivos financieros no corrientes”.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

29. Retribuciones al Consejo de Administración y a la Alta Dirección

Las retribuciones percibidas durante los ejercicios 2014 y 2013 por los miembros del Consejo de Administración y la Alta Dirección de Enagás, S.A., clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

Ejercicio 2014

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros	Indemnizaciones por cese
Consejo de Administración	2.016	1.083	145	13	31	-
Alta Dirección	2.241	-	104	52	26	-
Total	4.257	1.083	249	65	57	-

Ejercicio 2013

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros	Indemnizaciones por cese
Consejo de Administración	1.888	1.046	77	10	79	-
Alta Dirección	2.231	-	96	50	79	2.122
Total	4.119	1.046	173	60	158	2.122

El sueldo del Presidente Ejecutivo no se ha incrementado desde 2008 y el del Consejero Delegado desde su incorporación en 2012. El incremento bruto de la cifra de sueldos en 2014 (2.016 miles de euros) respecto de la cifra en 2013 (1.888 miles de euros) se debe exclusivamente a ser el primer ejercicio en el que el Consejero Delegado ha percibido la retribución variable correspondiente a un año completo.

Las dietas del Consejo de Administración no se han incrementado desde 2008. Las variaciones entre ejercicios responden al número de asistencias efectivas de los Consejeros.

Los Consejeros Ejecutivos y la Alta Dirección forman parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones. De la prima satisfecha en 2014 corresponden a los Consejeros Ejecutivos 276 miles de euros (297 miles de euros en 2013) y a la Alta Dirección 325 miles de euros (257 miles de euros en 2013).

Las retribuciones mencionadas distribuidas por cada uno de los miembros del Consejo de Administración, durante los ejercicios 2014 y 2013, 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 2014
Grupo Enagás.-

Consejeros	Miles de euros	
	2014	2013
D. Antonio Llardén Carratalá (Consejero Ejecutivo) ¹	1.737	1.670
D. Marcelino Oreja Arburúa (Consejero Ejecutivo) ²	552	423
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	72	76
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani (Consejero Dominical)	32	37
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz (Consejero Independiente)	76	72
D. Dionisio Martínez Martínez (Consejero Independiente) (*)	26	113
D. José Riva Francos (Consejero Independiente) (*)	21	77
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente)	76	72
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente)	80	76
D ^a Teresa García-Milá Lloveras (Consejera Independiente) (*)	20	76
D. Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero Independiente) (*)	20	76
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo)	76	76
D ^a Isabel Sánchez García (Consejera Independiente) (*)	20	72
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega (Consejero dominical)	76	51
D ^a Rosa Rodríguez Díaz (Consejera Independiente)	70	44
D ^a Ana Palacio Vallelersundi (Consejera Independiente) (**)	60	-
D ^a Isabel Tocino Biscarolasaga (Consejera Independiente) (**)	60	-
D. Antonio Hernández Mancha (Consejero independiente) (**)	60	-
D. Luis Valero Artola (Consejero independiente) (**)	53	-
D. Gonzalo Solana González (Consejero independiente) (**)	57	-
Total	3.244	3.011

(*) Consejeros que cesaron en la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2014

(**) Consejeros nombrados en la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2014

¹ La retribución del Presidente Ejecutivo es la misma desde 2008. Cualquier variación se ha debido a la valoración de las mismas prestaciones en especie o al diferente importe de las mismas primas de seguro. El incremento de la cifra de retribución del Presidente Ejecutivo en 2014 respecto del ejercicio 2013 se debe exclusivamente a los cambios en los criterios de valoración de determinadas prestaciones en especie introducidos por la Ley 16/2012, de 27 de diciembre, siendo dichas prestaciones las mismas en ambos ejercicios. Ese incremento se ha visto en parte compensado por un menor importe de las mismas primas de seguro.

Durante el ejercicio 2014, 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, percibió dietas por asistencia al Consejo por importe de 64 miles de euros (retribución fija más dieta de consejo), así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 137 miles de euros, sumando todo ello 1.737 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 29 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 169 miles de euros.

² La retribución del Consejero Delegado es la misma desde su incorporación en 2012. El incremento producido en 2014 respecto a 2013 se debe a ser el primer ejercicio desde su incorporación en el que ha percibido la retribución variable correspondiente a un año completo. Durante el ejercicio 2014, el Consejero Delegado percibió una retribución fija de 300 miles de euros y una retribución variable de 180 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; asimismo, percibió dietas por asistencia al Consejo de Administración por importe de 64 miles de euros (retribución fija más dieta de consejo), así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 8 miles de euros, sumando todo ello 552 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 2 miles de euros y se han aportado a su plan de pensiones 3 miles de euros. El Consejero Delegado forma parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones y de la prima satisfecha en el ejercicio por este seguro corresponde al Consejero Delegado la cantidad de 76 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

30. Otra información referente al Consejo de Administración

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 las sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas al Grupo por los Consejeros a 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

Ejercicio 2014

Consejero	Sociedad	Nº acciones	% participación
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,000%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.382	0,000%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ³	Iberdrola	7.472	0,000%
D. Gonzalo Solana González	Endesa	25	0,000%
D. Gonzalo Solana González	Iberdrola	1.072	0,000%

Ejercicio 2013

Consejero	Sociedad	Nº acciones	% participación
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	712	0,000%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.382	0,000%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁴	Iberdrola	7.472	0,000%

³ A través de la sociedad Inversiones Asfis de la que es Administrador Solidario con una participación del 60%.

⁴ A través de la sociedad Inversiones Asfis de la que es Administrador Solidario con una participación del 60%.

Cabe destacar que Oman Oil Holdings Spain, S.L.U., accionista de Enagás, S.A. que propuso el nombramiento de Sultan Hamed Khamis Al Burtamani como Consejero dominical de Enagás, S.A., ostenta el 7,5% de la participación indirecta en Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) a través de su participación directa en la sociedad Infraestructuras de Gas, S.L.

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 2014 y 2013 son los siguientes:

Ejercicio 2014

Consejero	Sociedad	Cargos
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Mr. Sultan Hamed Khamis al Burtamani	Oman Oil Compay, S.A.O.C.	Director de Desarrollo de Negocio

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

Consejero	Sociedad	Cargos
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Mr. Sultan Hamed Khamis al Burtamani	Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	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, S.A. que sean desempeñadas por los Consejeros de ésta, ya sea por cuenta propia o ajena, no comprendidas en el apartado anterior.

Al cierre del ejercicio 2014 ni los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad ni las personas vinculadas a los mismos, según se define en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, han comunicado a los demás miembros del Consejo de Administración situación alguna de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad.

31. Compromisos y garantías

Al 31 de diciembre de 2014 el Grupo tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 61.843 miles de euros, (57.538 miles de euros en el ejercicio 2013). Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 450.000 miles de euros, (470.000 miles de euros en el ejercicio 2013), como garantía de los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones.

El Grupo Enagás mantiene garantías de las obligaciones de empresas del grupo al 31 de diciembre de 2014 por importe máximo total de 233.903 miles euros (83.997 miles de euros al 31 de diciembre de 2013) (véase nota 28.1).

En relación con compromisos de inversión, el Grupo Enagás mantiene compromisos en firme de inversión por importe de 54.907 miles de euros relativos a los proyectos de TAP (16.000 miles de euros) y GSP (38.907 miles de euros), a desembolsar durante el ejercicio 2015. Al 31 de diciembre de 2013 el Grupo Enagás no mantenía compromisos en firme de inversión.

Finalmente, el Grupo Enagás mantiene financiación concedida pero no dispuesta a empresas asociadas por importe aproximado de 158.927 miles de euros.

Los Administradores 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.

32. Negocios conjuntos y asociadas

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos, operaciones conjuntas y asociadas del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2014:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Sociedad	País	Actividad	Tipo de control	Tipo de negocio	%	%Derechos de Voto controlados por el grupo Enagás.	Miles de Euros (2)	
							Valor Neto en libros	Dividendos recibidos
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	Control conjunto	Operación Conjunta	66,96%	66,96%	23.744	8.114
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	Control conjunto	Operación Conjunta	51,00%	51,00%	9.732	4.490
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	40,00%	40,00%	44.334	8.400
Subgrupo Altamira LNG, C.V. (4)	Holanda (4) / México	Holding/ Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	40,00%	40,00%	41.218	5.680
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	México	Transporte de Gas	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	14.576	-
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	3	-
GNL Quintero, S.A.	Chile	Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	20,40%	20,40%	136.645	10.597
Terminal de Valparaíso, S.A. (1)	Chile	Holding	Control conjunto	Negocio Conjunto	51,00%	51,00%	136.386	10.597
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	41,94%	41,94%	3.535	-
EC Soto La Marina SAPI de CV	México	Compresión de Gas Natural	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	9.150	-
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	2	-
Transportadora de gas del Perú, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	20,00%	20,00%	337.556	8.202
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Control conjunto	Negocio Conjunto	25,00%	25,00%	26.577	-
Trans Adriatic Pipeline, A.G. (3 y 4)	Suiza (3 y 4)	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	16,00%	16,00%	56.443	-
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	Perú	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	12.325	-
Tecgas, Inc.	Canadá	Holding	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	1	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	México	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	2	-

(1) La sociedad GNL Quintero es participada por Terminal de Valparaíso S.A. por un 40%, y a su vez Enagás Chile posee un 51% de Terminal de Valparaíso S.A. Por lo tanto, la participación indirecta del Grupo Enagás sobre GNL Quintero es del 20,40%. La distribución del dividendo es realizada por GNL Quintero.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4.f), el "valor neto en libros" de la inversión financiera se muestra a euros históricos. Los euros correspondientes a los "dividendos recibidos" están convertidos al tipo de cambio correspondiente al momento de la transacción.

(3) Esta sociedad cuenta con tres establecimientos permanentes en Grecia, Italia y Albania.

(4) Ambas sociedades están participadas junto con otros socios industriales internacionales. Su actividad consiste en el desarrollo y operación de proyectos de infraestructura, como son el caso de la planta de regasificación ya en operación de Altamira y el proyecto de gasoducto trans-adriático de TAP (declarado Project of Common Interest de la Unión Europea)

Asimismo, a continuación se presentan las principales magnitudes de los estados financieros individuales de los negocios conjuntos y asociadas del Grupo Enagás S.A. a 31 de diciembre de 2014:

Magnitudes de Balance

Sociedad	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P		C/P	
		Efectivo y equivalentes	Resto activo CP			Pasivo financieros	Resto Pasivos	Pasivos financieros	Resto pasivos
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	44.256	9.155	5.680	-	55.485	-	-	-	3.606
Gasoducto de Extremadura, S.A.	19.167	10.747	3.512	-	31.098	-	-	-	2.328
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	276.272	34.159	11.343	(5.610)	75.041	208.160	23.626	14.732	5.825
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	328.681	13.751	14.359	(749)	135.567	131.800	4.273	26.824	59.076
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	190.027	24.388	15.779	(3.736)	22.892	162.372	-	-	48.666
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	606	20.023	8.710	-	9.014	-	-	-	20.325
GNL Quintero, S.A.	811.613	113.889	19.602	-	103.173	756.479	58.248	17.511	9.693
Terminal de Valparaíso, S.A.	286.598	-	86	-	286.402	-	-	-	282
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	8.555	3	18	-	(2.161)	-	182	6.731	3.824
EC Soto La Marina SAPI de CV	65.683	7.680	15.947	-	6.912	-	618	1	81.779
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	1.883	6.447	7.912	-	(2.738)	-	-	154	18.826
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.176.537	218.560	62.693	1.350	372.476	897.053	100.838	7.004	79.069
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	111.244	8.954	322.623	-	94.850	-	334.108	-	13.863
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	321.810	32.870	7.990	30	161.060	-	182.680	-	18.900
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	2.237	9.434	14.340	-	2.715	-	1.282	-	22.014
Tecgas, Inc.	-	111.625	-	-	111.625	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	-	4	-	-	4	-	-	-	-

(1) Datos al 100% de las sociedades individuales según NIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los estados financieros.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4.f), las magnitudes de balance se han convertido a tipo de cambio de cierre del ejercicio.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Magnitudes de Cuenta de Resultados

Sociedad	Miles de euros							
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾							
	Cta de Resultados							
	INCN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto	
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	30.781	(7.380)	18	-	(5.131)	(6.617)	11.671	
Gasoducto de Extremadura, S.A.	20.335	(3.303)	28	-	(3.587)	(5.381)	8.092	
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	38.972	(7.361)	-	(10.062)	(3.014)	(18.527)	8	
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	62.725	0	0	-	0	(47.795)	14.930	
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	-	0	0	-	0	(6.021)	(6.021)	
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	53.867	-	-	0	0	(50.096)	3.771	
GNL Quintero, S.A.	154.966	0	0	0	0	(131.597)	23.369	
Terminal de Valparaíso, S.A.	20.646	-	-	-	-	-	20.646	
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	-	(5)	-	(503)	248	(311)	(571)	
EC Soto La Marina SAPI de CV	-	-	0	-	0	(12.472)	(12.472)	
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	35.805	-	-	0	0	(38.189)	(2.384)	
Transportadora de gas del Perú, S.A.	404.400	0	0	0	0	(323.920)	80.480	
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	0	0	0	0	0	0	0	
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	(363)	-	(381)	3.706	(24.682)	(21.720)	
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	97.449	0	0	0	0	(95.642)	1.807	
Tecgas, Inc.	28.194	-	-	-	-	(3)	28.191	
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	-	-	-	-	-	-	-	

⁽¹⁾ Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los estados financieros.

⁽²⁾ Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4.f), las magnitudes de cuenta de resultados se han convertido a tipo de cambio de medio acumulado del ejercicio.

Asimismo, las principales magnitudes de los estados financieros individuales de los negocios conjuntos y asociadas que formaban parte del Grupo Enagás S.A. a 31 de diciembre de 2013, son las siguientes:

Magnitudes de Balance

Sociedad	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P	C/P		
	Efectivo y equivalentes	Resto activo CP			Pasivos financieros	Resto Pasivos	Pasivos financieros	Resto pasivos	
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	51.061	2	8.049	-	55.931	-	-	-	3.181
Gasoducto de Extremadura, S.A.	22.256	9.037	3.132	-	31.809	-	-	-	2.616
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	258.717	35.756	13.046	(310)	96.925	169.123	18.733	7.183	15.865
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	300.183	10.108	16.596	(944)	117.724	137.445	10.251	21.421	40.990
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	108.559	31.953	12.243	-	24.906	88.531	-	-	39.318
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	123	1.281	21.997	-	4.346	-	-	-	19.055
GNL Quintero, S.A.	782.365	36.950	84.667	(85.569)	118.671	775.434	48.439	32.034	14.973
Terminal de Valparaíso, S.A.	269.315	-	9	-	269.314	-	-	-	10
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	8.315	6	3	-	(1.590)	-	182	6.748	2.984
EC Soto La Marina SAPI de CV	16.776	627	2.041	-	4.615	-	-	-	14.829
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	-	241	14.837	-	(112)	-	-	-	15.190

⁽¹⁾ Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los estados financieros.

⁽²⁾ Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4.f), las magnitudes de balance se han convertido a tipo de cambio de cierre del ejercicio.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Magnitudes de Cuenta de Resultados

Sociedad	Miles de euros						
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾						
	Cta de Resultados						
	INCEN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	31.088	(7.380)	12	(71)	(5.193)	(6.338)	12.118
Gasoducto de Extremadura, S.A.	21.198	(3.303)	18	-	(3.773)	(5.336)	8.804
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	51.077	(18.004)	47	(8.921)	(3.401)	(12.053)	8.745
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	64.115	(11.729)	90	(592)	(11.844)	(25.841)	14.199
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	-	(2)	-	-	(599)	(633)	(1.234)
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	62.736	-	-	(2)	(1.882)	(56.461)	4.391
GNL Quintero, S.A.	152.536	(26.259)	2.092	(46.218)	(14.083)	(30.744)	37.324
Terminal de Valparaiso, S.A.	7.498	-	-	-	-	-	7.498
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	-	(12)	-	(791)	347	(481)	(937)
EC Soto La Marina SAPI de CV	-	-	10	-	12	(49)	(27)
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	13.242	-	-	(14)	19	(13.366)	(119)

⁽¹⁾ Datos al 100% de las sociedades individuales según NIIF y antes de realizar los ajustes de homogeneización previos a la consolidación de los estados financieros.

⁽²⁾ Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4.f), las magnitudes de cuenta de resultados se han convertido a tipo de cambio de medio acumulado del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la conciliación del valor en libros de los negocios conjuntos con el total del valor de la inversión en sociedades que integran por el método de participación es la siguiente:

Ejercicio 2014	Valor Inicial de la inversión financiera	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Total inversión sociedades por método participación
			Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	
Inversiones contabilizadas por método de participación (*)	682.108	(53.042)	11.160	38.087	63.311	(988)	740.636

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Véase Nota 2.6.a)

Ejercicio 2013	Valor Inicial de la inversión financiera	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Total inversión sociedades por método participación
			Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	
Inversiones contabilizadas por método de participación (*)	236.477	(20.164)	14.879	23.208	(12.268)	12.501	254.633

(*) Datos comparativos aplicado el cambio de método de consolidación según la NIIF 11 (Véase Nota 2.6.a)

El 15 de octubre de 2014, la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL de CV recibió un oficio de la Comisión Nacional del Agua (en adelante "CONAGUA") en la que se imponía una sanción administrativa, de cuantía significativa en relación con la cifra de negocios de la sociedad, por omisión de la medición de un componente de agua de mar descargada (DQO : Oxygen Chemical Demand) durante los años 2008 y 2009; y por la supuesta contaminación del medio ambiente del agua de mar usada para el proceso de regasificación.

El 27 de noviembre de 2014, se presentó recurso de revocación contra dicho oficio ante la Dirección General Jurídica de CONAGUA. Basándose en el diseño técnico de la terminal, se considera que la alegación relativa a la contaminación ambiental del agua en el proceso de regasificación es infundada, ya que el agua no entra en contacto en la terminal con el GNL ni con cualquier otra sustancia, por tanto, no puede producirse contaminación en el proceso de regasificación, tal y como queda acreditado con la opinión de un experto independiente.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Asimismo, los asesores legales consideran que en esta etapa del procedimiento hay una alta probabilidad de éxito, la cual aumentaría en una fase posterior, al tener la Sociedad la posibilidad de acudir a la vía judicial y ejercitar una acción de nulidad ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, ya que, además de poder ser presentados estos argumentos iniciales, sería un órgano judicial, independiente de CONAGUA, quien resolvería el litigio. En consecuencia, no se ha registrado provisión por este concepto a 31 de diciembre de 2014.

33. Hechos posteriores

- Con fecha 14 de enero de 2015, Enagás Transporte, S.A.U. ha firmado un acuerdo con un fondo gestionado por Deutsche Asset & Wealth Management para adquirir el 30% de BBG (de la que Enagás ya cuenta con una participación del 40%) y el 30% de Saggas. Estas sociedades son propietarias de las plantas de regasificación de Bilbao y de Sagunto, respectivamente. Posteriormente, por lo que se refiere a BBG, el Vendedor, Enagás Transporte, S.A.U. y el EVE, con fecha 21 de enero de 2015, celebraron un nuevo acuerdo de compraventa, dejando sin efectos el acuerdo anterior y acordando que Enagás Transporte, S.A.U. adquirirá el 10% de BBG y el EVE un 20%. No obstante a lo anterior estas adquisiciones quedan sujetas a las correspondientes aprobaciones de las autoridades reguladores, pendiente de resolverse a fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas.
- Con fecha 6 de febrero de 2015, Enagás Financiaciones, S.A.U., con la garantía de Enagás, S.A., ha realizado una emisión de bonos en el euromercado por importe de 600 millones de euros al amparo de su programa de emisión de deuda Guaranteed Euro Medium Term Note Programme (Programa EMTN) registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier (CSSF) de Luxemburgo el 13 de mayo de 2014. Esta emisión, con vencimiento al 6 de Febrero de 2025, tiene un cupón anual del 1,25%, y un precio de emisión de 99,08. Parte de los bonos han sido permutados por 282.300 miles de euros de los bonos emitidos en el mes de octubre de 2012 por importe total de 750.000 miles de euros con cupón 4,25% y vencimiento el 5 de octubre de 2017, los cuales también fueron emitidos por Enagás Financiaciones, S.A.U. con la garantía de Enagás, S.A.
- Con fecha 28 de enero de 2015, Enagás Transporte, S.A.U. ha firmado un acuerdo con Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. y Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias, S.A. para la adquisición del 47,18% y 10,88% de la participación que dichos accionistas mantienen, respectivamente, en Gascan. A través de esta operación por la que Enagás Transporte, S.A.U. pasaría a tener el 100% de la participación de Gascan, se da cumplimiento a la Ley 17/2013, Jefatura del Estado, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, por la que la titularidad de las plantas de regasificación proyectadas en el archipiélago canario debe corresponder al grupo empresarial del que forma parte el gestor técnico del sistema de gas natural (Enagás GTS, S.A.U., entidad participada al 100% por Enagás, S.A.). El importe total de la transacción, que comprende tanto el precio de las acciones como el de los créditos participativos de estos accionistas, asciende a 8.989 miles de euros.

No se han producido otros acontecimientos importantes que afecten significativamente a las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo que hayan tenido lugar desde el cierre al 31 de diciembre de 2014 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

Anexo I – Sociedades dependientes del Grupo Enagás a 31 de diciembre de 2014

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%	532.089.120 Euros
Enagás GTS, S.A.U.	España	Gestión Técnica del Sistema gasista.	100	100,00%	7.282.864 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	91.903.613 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100	100,00%	90.000 Euros
Enagás Altamira, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	8.888.273 Dólares
Enagás Transporte del Norte S.L.	España	Transporte de Gas	90	90,00%	38.501.045 Euros
Enagás Chile, S.P.A.	Chile	Holding	100	100,00%	23.243.152 Dólares
Enagás México, S.A.	México	Holding	100	100,00%	1.040.696 Dólares
Enagás Perú, S.A.C.	Perú	Holding	100	100,00%	1.040.597 Dólares

INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

I.-Evolución del Grupo en 2014

El beneficio neto se sitúa en 406.533 miles de euros con un incremento del 0,8% con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 1.206.192 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 del Grupo 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 2014.

En relación con la actividad en España, a lo largo de 2014 se ha mantenido la integridad de la Red Básica de Regasificación, Almacenamiento y ha aumentado la Red Básica de Transporte de gas natural atendiendo la demanda en todo momento.

La demanda total transportada de gas natural alcanza los 397 TWh en 2014.

La actividad total del Sistema Gasista español (convencional, eléctrica, exportaciones, carga de buque y tránsito hacia Portugal) alcanzó en 2014 los 393 TWh), un 1,4% menos que en 2013. Dicha variación se explica fundamentalmente por el efecto de las temperaturas, que han sido excepcionalmente altas durante el año, y por el descenso en la cogeneración con gas natural. Corregido el efecto de la temperatura, la demanda se habría incrementado en torno al 2% con respecto a 2013.

La demanda de gas natural en tránsito por el Sistema (exportaciones, recargas de buques y tránsito a Portugal) ha aumentado un 40% en 2014. En concreto, las recargas de buques de GNL en las plantas de regasificación han registrado la cifra récord de 60 TWh, lo que supone un incremento del 89% respecto al año anterior.

Las inversiones durante el 2014 en inmovilizado material e intangible alcanzaron la cifra de 625 millones de euros, de los que 147 millones de euros se corresponden con activos regulados en España y 478 millones de euros corresponden a inversiones internacionales.

Con fecha 31 de diciembre de 2013, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/2446/2013 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.

El marco retributivo de estas actividades que estaba vigente desde el año 2002, basado en la Ley de Hidrocarburos 34/1998, de 7 de octubre y en posteriores desarrollos publicados ha quedado en gran parte derogado tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, convalidado por el parlamento y posteriormente tramitado como ley, publicada finalmente como Ley 18/2014.

De esta forma, en el año 2014 se distinguen dos periodos regulatorios. El primer periodo, en el que es de aplicación el marco basado en la Ley 34/1998, vigente desde el 1 de enero hasta el 4 de julio determinado por la Orden IET/2446/2013 anteriormente citada, y el 2º periodo regulatorio, vigente desde el 5 de julio hasta el 31 de diciembre de 2014, determinado bajo el sistema retributivo establecido en la Ley 18/2014.

En relación con las emisiones de CO₂, Enagás ha reducido un 11% y un 29% las emisiones en su red de transporte y almacenamientos subterráneos, respecto a 2013. Además, la mejora de la eficiencia energética en las

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

instalaciones, ha permitido mejorar un 27% el ratio de autoconsumos respecto al gas cargado en barcos y un 34% respecto al tiempo en operación por debajo del mínimo técnico en las plantas de regasificación.

Los fondos propios del Grupo Enagás se sitúan en 2.218.514 miles de euros siendo el patrimonio neto de 2.260.316 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.

El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre de 2014 ascendía al 81%, siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2014 de 5,3 años.

Durante el año 2014 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para adecuarlas a las necesidades que plantean las previsiones de demanda futura.

En este sentido se han realizado las siguientes acciones destacables:

- Gasoducto Martorell – Figueras.
- Torre perforación y pozos en Gaviota
- Revamping en el atraque de la Planta de Barcelona
- Generación de electricidad en la planta de Barcelona
- Tercer tanque de almacenamiento en planta de Bilbao.
- Ampliación pos. D-16 Llanera más válvula de regulación.
- ERM en diversas posiciones de la RNB.
- Ampliaciones en diversas posiciones de la RNB.
- Gasoducto Desdoblamiento conexión Llanera-Otero.
- Gas colchón para el Almacenamiento de Yela.

Con todo, a finales de diciembre de 2014 la infraestructura gasista del Grupo Enagás integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

- Cerca de 10.314 kilómetros de gasoductos por todo el territorio español.
- Tres almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara) y Gaviota (Vizcaya)
- Cuatro plantas de regasificación en Cartagena, Huelva, Barcelona y Gijón.
- Asimismo, es propietaria del 40% de la Planta de Regasificación de BBG (Bilbao), del 40% de la Planta de Altamira (México), el 20,4% de la planta de Bahía de Quintero (Chile).
- Desde marzo de 2014 el Grupo Enagás posee un 20% de la empresa Transportadora de gas del Perú cuyos activos conforman el Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos desde Camisea hasta Lurín y el Transporte de Líquidos de Gas Natural por ductos desde Camisea a la Costa.

Adicionalmente, cabe indicar que el Grupo Enagás participa en el 30% de COGA, compañía responsable de la operación y mantenimiento de la infraestructura de Transportadora de gas del Perú.

En relación con el desarrollo de nuevos proyectos internacionales, durante el 2014, cabe destacar los dos eventos siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

- El día 30 de junio de 2014, el consorcio formado por el Grupo Enagás y Odebrecht resultó adjudicatario del proyecto de Gasoducto del Sur Peruano, licitado por el Gobierno de Perú, ostentando Enagás un 25% del total del proyecto.
- En septiembre de 2014, la compañía entró, con un 16%, en el accionariado del proyecto Trans Adriatic Pipeline (TAP).

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 Enagás se recogen en las siguientes tipologías:

1. Riesgo Estratégico y 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 de la compañía.

Las actividades que desarrolla el grupo Enagás están notablemente afectadas por la normativa vigente (local, regional, nacional y supranacional). Cualquier cambio que se introdujera en ella podría afectar negativamente a los resultados y al valor de la compañía. Dentro de esta tipología de riesgo tiene una especial relevancia el riesgo regulatorio, que está ligado al marco retributivo y por tanto a los ingresos regulados de las actividades de negocio.

De igual forma, los nuevos desarrollos de infraestructuras están sujetos a la obtención de licencias, permisos y autorizaciones de los gobiernos, así como a normativa de diferente índole, entre la que se puede destacar la normativa medioambiental. En estos procesos, de larga duración y complejos, pueden originarse retrasos o modificaciones sobre los diseños inicialmente previstos debido a: i) la obtención de las autorizaciones, ii) los trámites relacionados con los estudios de impacto medioambiental, iii) la oposición pública de las comunidades afectadas y iv) cambios en el entorno político en los países donde se opera. Todos estos riesgos pueden incrementar los gastos de cumplimiento o retrasar los ingresos previstos.

Una parte de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural en España está afectada por la variación de la demanda asociada a cada actividad. Teniendo en cuenta que las cuotas de mercado de Enagás son diferentes en cada actividad, existen riesgos asociados a la competencia existente entre las distintas fuentes de entrada de gas al sistema (interconexiones internacionales o plantas de regasificación). Además el grado de utilización de las plantas de regasificación puede tener un impacto en los costes de operación de las mismas.

El proceso de internalización de Enagás ha supuesto que sus operaciones se vean expuestas a diversos riesgos propios de la inversión, construcción y operación de los activos en los distintos países en los que opera. Estos riesgos incluyen crisis económicas o políticas que afecten a las operaciones, expropiación de los activos, cambios en la normativa mercantil, fiscal, contable o laboral, restricciones al movimiento de capitales, etc.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

2. Riesgo Operacional

Durante la operación de las actividades del Grupo Enagás se pueden producir pérdidas (directas o indirectas) ocasionadas por procesos inadecuados, fallos de los equipos físicos y de los sistemas informáticos, errores de los recursos humanos o derivados de ciertos factores externos, con un impacto negativo en los resultados o el valor de la compañía.

El Grupo Enagás identifica las actividades de gestión y control que permiten dar una respuesta adecuada y oportuna a los riesgos. Entre las actividades de control definidas se encuentran la formación y capacitación del personal, la aplicación de determinadas políticas y procedimientos internos, los planes de mantenimiento y definición de indicadores de calidad, el establecimiento de límites y autorizaciones, y las certificaciones en calidad, prevención y medioambiente, etc. que permiten minimizar la probabilidad de ocurrencia de estos eventos de riesgo.

Para mitigar el impacto económico negativo que pudiera tener sobre el Grupo Enagás la materialización de algunos de estos riesgos, se han suscrito una serie de pólizas de seguros.

Alguno de estos riesgos podría llegar a afectar a la fiabilidad de la información financiera preparada y reportada por el grupo Enagás. Para controlar este tipo de riesgos, se ha implantado un Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) cuyos detalles pueden consultarse en el Informe de Gobierno Corporativo.

3. Riesgo de Crédito y Contraparte

El riesgo de crédito y contrapartida comprende las posibles pérdidas derivadas del incumplimiento de las obligaciones financieras de una contraparte con el grupo Enagás, bien por posiciones deudoras o por el incumplimiento de los contratos comerciales generalmente establecidos a largo plazo.

El grupo Enagás viene realizando un seguimiento detallado de esta tipología de riesgo, que es especialmente relevante en el contexto económico actual. Entre las actividades realizadas se encuentra el análisis del nivel de riesgo y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes, las propuestas regulatorias para compensar a Enagás por un posible incumplimiento en las obligaciones de pago de las comercializadoras (actividad que se desarrolla en entorno regulado), la solicitud de garantías o esquemas de pago garantizados en los contratos a largo plazo de la actividad internacional, etc.

Respecto al riesgo de crédito de los activos financieros, las medidas de gestión de riesgo incluyen la colocación de la tesorería en entidades de elevada solvencia, de acuerdo con las calificaciones de agencias de "rating" crediticias de mayor prestigio internacional. De igual forma, la contratación de derivados de tipo de interés y de cambio se realiza con entidades financieras del mismo perfil crediticio.

La naturaleza regulada de la actividad comercial de Enagás no permite establecer una política de gestión activa del riesgo de concentración de clientes. No obstante, el proceso de internalización que está acometiendo la compañía facilitará la reducción de este potencial riesgo.

La información relativa a la gestión de riesgos de contraparte se detalla en la Nota 17 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

4. Riesgo Financiero

El grupo Enagás está sometido a los riesgos derivados de la volatilidad de los tipos de interés y de los tipos de cambio, así como de los movimientos de otras variables financieras que pueden afectar a la liquidez de la compañía.

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de los activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo y de los flujos futuros que devengan un tipo de interés variable. La gestión del riesgo de tipo de interés

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

persigue alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que minimice el coste de la misma en un horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados. Para ello se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados. Actualmente el grupo Enagás mantiene una estructura de deuda fija o protegida superior al 70% para limitar este riesgo.

Los riesgos de tipo de cambio se corresponden a las operaciones de deuda denominada en moneda extranjera, a los ingresos y gastos de las sociedades cuya moneda funcional no es el euro y en el efecto de conversión de los estados financieros de aquellas sociedades cuya moneda funcional no es el euro en el proceso de consolidación. La gestión del riesgo de tipo de cambio del grupo Enagás persigue que se produzca un equilibrio entre los flujos de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera en cada una de las sociedades. También se analiza la posibilidad de la contratación de derivados de tipos de cambio para cubrir la volatilidad en el cobro de dividendos en cada una de las oportunidades de expansión internacional analizadas.

El grupo Enagás mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias de disponibilidad incondicional e inversiones financieras temporales por un importe suficiente para cubrir las necesidades previstas por un período de tiempo.

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la Nota 17 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

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 determinados delitos que pudieran cometer sus administradores, ejecutivos o empleados en el ejercicio de sus funciones y en interés de la compañía.

Para prevenir la materialización de este riesgo, el Grupo Enagás ha aprobado un Modelo de Riesgos de Responsabilidad Penal y ha implantado las medidas necesarias para evitar la comisión de delitos en su ámbito empresarial y para eximir de la responsabilidad a la compañía.

6. Riesgo Reputacional

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

El Grupo Enagás 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 impacto reputacional que cualquiera de los riesgos contemplados en el modelo (operacionales, de negocio, contraparte y financieros), como aquellos eventos estrictamente reputacionales que se derivan de la acción, interés o juicio de un tercero.

Los riesgos reputacionales más relevantes del Grupo Enagás provienen de la materialización de las prácticas de negocio incorrectas, filtración de información confidencial, fraude externo e incumplimientos regulatorios y legales. Asimismo, 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 del Grupo 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 del Grupo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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 2014 el 81% 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 Grupo 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.

En relación al Beneficio Neto se espera aumentar el resultado en un 0,5% con respecto al año 2014.

El Grupo Enagás contempla realizar para el año 2015 inversiones por valor de 430 millones de euros, de las cuales se espera que un 50% sean destinadas a nuevas adquisiciones internacionales y un 50% a activos regulados en España.

V.-Actividades de investigación y desarrollo

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por el Grupo durante 2014 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 2014 han sido:

- a) **Producción (GNL).** Se ha determinado la incertidumbre asociada al balance de energía en las plantas, en situación de mínimo técnico, y su efecto en el coeficiente de mermas. Por otra parte, se ha profundizado en el conocimiento de los flujos energéticos implicados en las recargas de buques y su influencia en las diferencias de medición. Además se ha participado en la nueva revisión del "LNG Custody Transfer Handbook". También se ha implementado la aplicación "Calidad GNL Buques" en las Plantas de Enagás para determinar automáticamente la calidad media del GNL transferido. Adicionalmente, se ha continuado con la comercialización del software MOLAS2012 y se ha realizado la Intercomparación de los cromatógrafos de la Plantas con el LCE situados en la carga/descarga de buques, carga de cisternas y en emisión a red.
- b) **Transporte.** Se ha colaborado en un proyecto europeo para adoptar una posición común en la evaluación cuantitativa de las fugas de gas en las instalaciones de transporte de gas, se han realizado a nivel europeo estudios del desarrollo de la tecnología Power to Gas, evaluando las repercusiones operativas y económicas que pueden derivarse de la inyección de cantidades moderadas de hidrógeno en la red de gas natural. Además, se ha iniciado un proyecto de ámbito español para el diseño de plantas de producción de gas natural a partir del hidrógeno producido electrolíticamente a partir del excedente de energías renovables y del CO2 contenido en el biogás.
- c) **Almacenamientos.** Se ha estudiado el impacto de los nuevos límites del punto de rocío de agua e hidrocarburos que establece la nueva norma europea, sobre los AASS y sobre los equipos de medida.
- d) **Operación.** Se ha adaptado la herramienta SPOL (Sistema de Planificación y Optimización Logística) a los nuevos cambios regulatorios introducidos durante 2014 y se ha adecuado al nuevo escenario operativo de las infraestructuras (producción por debajo del mínimo técnico establecido

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

inicialmente para las Plantas y priorización de la producción de AASS). Adicionalmente, se ha finalizado el proyecto “Estudios acústicos de Estaciones de Compresión” y se ha iniciado otro similar para Planta de Cartagena. En último lugar, se ha continuado con el desarrollo de un modelo para determinar la calidad del gas por simulación (NGQT), dando los primeros pasos para obtener la certificación del sistema.

- e) **Seguridad.** Se ha continuado con diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoductos e instalaciones de Enagás. Como ejemplo, el Estudio de Seguridad y Análisis Cuantitativo de Riesgos del AASS de Serrablo, el de todas las EECC y el de los gasoductos y posiciones pertenecientes a Castilla la Mancha. Adicionalmente, se ha desarrollado la metodología para el Análisis de Riesgos en gasoductos paralelos y se ha continuado con la participación en el desarrollo de importantes bases de datos internacionales.
- f) **Medición.** Se han realizado varias actuaciones para la mejora de la medida de los compuestos de azufre y del punto de rocío de agua e hidrocarburos en el gas natural, tanto en laboratorio como en campo. Se ha llevado a cabo una mejora de la incertidumbre (CMC) de los laboratorios acreditados de medida de caudal de gas en Zaragoza. Se está desarrollando un modelo para la estimación de incertidumbre de medida de energía en la red de transporte, de cara a mejorar los límites de cálculo mermas.
- g) **Proyectos de Interés General.** Se ha iniciado el despliegue de un proyecto, que dará cobertura a la totalidad de las instalaciones de la compañía, que tiene como objetivo profundizar en la eficiencia energética tanto desde la óptica de la optimización de los consumos como desde la de la producción de energía eléctrica a partir de las energías residuales de los procesos: presión, calor y frío. Puesta en marcha de nuevas infraestructuras y servicios para análisis de biogás (con acreditación reciente), y de compuestos de azufre. Comienzo del desarrollo de un evolutivo del software VUM, herramienta utilizada en los procedimientos de verificación metrológica en Estaciones de Medida.
- h) **Otros asuntos.** Firma del convenio con el Centro Español de Metrología para reconocimiento del LACAP de Zaragoza como Laboratorio Colaborador. Adicionalmente, se ha colaborado en diferentes grupos de elaboración de normativa relacionada con la calidad del gas y biometano, atendiendo a los mandatos M400 y M475 de la Unión Europea, y la medición del gas natural.

VI.-Operaciones con acciones propias

El Grupo no ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2014.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
Grupo Enagás.-

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) según consta en la página web de la CNMV:

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	5,000
FIDELITY INTERNATIONAL LIMITED	0	4.710.880	1,973
RETAILS OEICS AGGREGATE	0	2.410.274	1,010

(*) En relación con los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio 2014, indicar que Kutxabank, S.A. ha dejado de ser partícipe significativo de Enagás desde el 16 de junio de 2014. Concretamente, Kutxabank, S.A. comunicó a la CNMV la venta del 0,020% del capital social de Enagás, descendiendo del 5% del capital social con fecha de operación 10 de marzo de 2014.

Posteriormente, Kutxabank, S.A. comunicó a la CNMV la venta del 4,962 % del capital social de Enagás con fecha de operación 16 de junio de 2014, dejando de ser desde ese momento partícipe significativo de Enagás; Kutxabank, S.A. mantiene una participación de un 0,018 % en el capital social de Enagás.

(**) 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	5,000
Total	11.936.702	5,000

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014
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
DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ	56.396	0	0,024
DON MARCELINO OREJA ARBURÚA	1.260	0	0,001
MR. SULTAN HAMED KHAMIS AL BURTAMANI	1	0	0
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL (*)	1.405	7.075	0,004
DON MARTÍ PARELLADA SABATA	910	0	0
DON RAMÓN PÉREZ SIMARRO	100	0	0
SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI)	11.936.713	0	5,000
TOTAL	11.996.785	7.075	5,029

(*) 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
Total:	7.075	0,003

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 estos 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 LMV (Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores), aquellas cuya titularidad corresponda:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

a) A las personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquella, 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 aquella 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 la presente disposición 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.

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

Por su parte, esa misma Disposición Adicional Trigésima Primera establece en su apartado 3 que:

"Las limitaciones de los porcentajes de participación y no transmisibilidad de las acciones a las que se refiere la presente disposición no le resultará aplicable a otras filiales que ENAGÁS, S.A. pudiera constituir para el desarrollo de actividades empresariales distintas del transporte regulada en el artículo 66 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la gestión de la red de transporte y la gestión técnica del sistema gasista nacional".

Por su parte, el artículo 6 bis de los Estatutos Sociales ("Limitaciones a la participación en el capital social"), establece que:

"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 estos 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."

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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Artículo 35°. – 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 37°. - 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

Disposiciones del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración (

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 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- c) Tampoco podrán ostentar el cargo de Consejero las personas físicas o jurídicas que ejerzan el control o derechos en una empresa que lleve a cabo funciones de producción o comercialización de gas natural, o cualesquiera otras personas físicas o jurídicas cuya presencia en el Consejo de Administración, de conformidad con la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos, pudiera afectar a la condición de gestor de la red de transporte de la Sociedad.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 Grupo Enagás.-

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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

- a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en la Ley, en los estatutos sociales y en el presente Reglamento
- 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

g) *Los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.*

DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ, Presidente Ejecutivo de la Sociedad, tiene poderes de representación concedidos por el Consejo de Administración en virtud de 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.

Por su parte, el Consejo de Administración de Enagás, S.A. con fecha 25 de marzo de 2014 delegó en DON MARCELINO OREJA ARBURÚA las facultades que el Consejo de Administración consideró necesario delegar al Consejero Delegado dentro de los límites legalmente establecidos, cumpliendo lo previsto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales y artículo 19 del Reglamento del Consejo. Estas facultades constan en la escritura pública otorgada el 28 de mayo de 2014, ante el Notario de Madrid Don Pedro de la Herrán Matorras, con el número 1.306 de su protocolo y que constan inscritas en el Registro Mercantil de Madrid Tomo 32.018, Libro 0, Folio 5, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 777.

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 9º 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 ocho 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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014

Grupo Enagás.-

Administrativo competente. No se aplican cuando la resolución se debe a decisión unilateral del Directivo sin expresión de causa alguna.

Todos estos contratos han sido aprobados por el Consejo de Administración.

VIII.-Periodo medio de pago a proveedores

El periodo medio de pago del Grupo a sus proveedores asciende a 33,01 días, no superando el plazo máximo establecido en la normativa de morosidad. La Sociedad realiza una serie de actividades de control definidas dentro de su Sistema de Control Interno de Información Financiera que consisten principalmente en la realización de un seguimiento periódico de las cuentas a pagar con sus proveedores, el cumplimiento de las condiciones definidas en las relaciones contractuales acordadas entre ellos, así como el análisis del estado de situación de dichas cuentas, con el objeto de reducir el periodo medio de pago a sus proveedores.

IX.-Hechos posteriores

Con fecha 14 de enero de 2015, Enagás Transporte, S.A.U. ha firmado un acuerdo con un fondo gestionado por Deutsche Asset & Wealth Management para adquirir el 30% de BBG (de la que Enagás ya cuenta con una participación del 40%) y el 30% de Saggas. Estas sociedades son propietarias de las plantas de regasificación de Bilbao y de Sagunto, respectivamente. Posteriormente, por lo que se refiere a BBG, el Vendedor, Enagás Transporte, S.A.U. y el EVE, con fecha 21 de enero de 2015, celebraron un nuevo acuerdo de compraventa, dejando sin efectos el acuerdo anterior y acordando que Enagás Transporte, S.A.U. adquirirá el 10% de BBG y el EVE un 20%. No obstante a lo anterior estas adquisiciones quedan sujetas a las correspondientes aprobaciones de las autoridades reguladores, pendiente de resolverse a fecha de formulación de las presentes cuentas anuales consolidadas.

Con fecha 6 de febrero de 2015, Enagás Financiaciones, S.A.U., con la garantía de Enagás, S.A., ha realizado una emisión de bonos en el euromercado por importe de 600 millones de euros al amparo de su programa de emisión de deuda Guaranteed Euro Medium Term Note Programme (Programa EMTN) registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier (CSSF) de Luxemburgo el 13 de mayo de 2014. Esta emisión, con vencimiento al 6 de Febrero de 2025, tiene un cupón anual del 1,25%, y un precio de emisión de 99,08. Parte de los bonos han sido permutados por 282.300 miles de euros de los bonos emitidos en el mes de octubre de 2012 por importe total de 750.000 miles de euros con cupón 4,25% y vencimiento el 5 de octubre de 2017, los cuales también fueron emitidos por Enagás Financiaciones, S.A.U. con la garantía de Enagás, S.A.

Con fecha 28 de enero de 2015, Enagás Transporte, S.A.U. ha firmado un acuerdo con Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. y Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias, S.A. para la adquisición del 47,18% y 10,88% de la participación que dichos accionistas mantienen, respectivamente, en Gascan. A través de esta operación por la que Enagás Transporte, S.A.U. pasaría a tener el 100% de la participación de Gascan, se da cumplimiento a la Ley 17/2013, Jefatura del Estado, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, por la que la titularidad de las plantas de regasificación proyectadas en el archipiélago canario debe corresponder al grupo empresarial del que forma parte el gestor técnico del sistema de gas natural (Enagás GTS, S.A.U., entidad participada al 100% por Enagás, S.A.). El importe total de la transacción, que comprende tanto el precio de las acciones como el de los créditos participativos de estos accionistas, asciende a 8.989 miles de euros.

No se han producido otros acontecimientos importantes que afecten significativamente a las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo que hayan tenido lugar desde el cierre al 31 de diciembre de 2014 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas.

GRUPO ENAGAS

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 23 de febrero de 2015, 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 Consolidadas y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014, 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. Ana Palacio Vallelersundi

Dña. Isabel Tocino Biscarolasaga

D. Gonzalo Solana González

D. Luis Javier Navarro Vigil

D. Martí Parellada Sabata

D. Ramón Pérez Simarro

D. Antonio Hernández Mancha

D. Luis Valero Artola

Dña. Rosa Rodríguez Díaz

D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista