

Enagás, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría
Cuentas Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de diciembre
de 2013 e Informe de Gestión
Consolidado, junto con el Informe de
Auditoría Independiente

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Enagás, S.A.:

1. Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Enagás, S.A. (la "Sociedad") y sociedades dependientes (el "Grupo") que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2013, la cuenta de resultados consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2 de la memoria adjunta, los Administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.
2. En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Enagás, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.
3. El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los Administradores de Enagás, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. 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

20 de febrero de 2014

INSTITUTO DE
CENSORES JURADOS
DE CUENTAS DE ESPAÑA

Miembro ejerciente:
DELOITTE, S.L.

Año 2014 N° 01/14/00150
IMPORTE COLEGIAL: 96,00 EUR

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

ENAGÁS, S.A.
y
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas
a 31 de Diciembre de 2013

ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
(Expresado en miles de euros)

<u>Activo</u>	Notas	31.12.2013	31.12.2012
ACTIVOS NO CORRIENTES		6.136.747	5.977.882
Activos intangibles	5	97.354	74.303
Fondo de comercio		35.851	19.153
Otro inmovilizado intangible		61.503	55.150
Inmovilizaciones materiales	6	5.784.405	5.679.516
Participaciones puestas en equivalencia	32	165.846	152.341
Inversiones financieras empresas grupo y asociadas	8	14.650	15.688
Otras inversiones financieras a l/p	8	2.457	14.071
Activos por impuestos diferidos	21	72.035	41.963
ACTIVOS CORRIENTES		1.073.853	2.105.561
Existencias	9	15.182	13.829
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	10	699.321	607.473
Otros activos financieros corrientes	8	2.997	2.227
Otros activos corrientes		2.995	2.385
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	11	353.358	1.479.647
TOTAL GENERAL		7.210.600	8.083.443
<hr/>			
<u>Pasivo</u>	Notas	31.12.2013	31.12.2012
PATRIMONIO NETO		2.139.375	2.004.784
FONDOS PROPIOS		2.118.427	2.014.878
Capital suscrito	12	358.101	358.101
Reservas	12	1.477.226	1.379.447
Resultado del ejercicio		403.183	379.508
Dividendo activo a cuenta	12	(120.083)	(102.178)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	12	7.042	(10.094)
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)		13.906	-
PASIVOS NO CORRIENTES		4.320.324	5.210.229
Provisiones	14	177.321	175.389
Pasivos financieros no corrientes	15	3.649.289	4.538.270
Deudas con empresas del grupo y asociadas		5	16
Pasivos por impuestos diferidos	21	416.422	422.014
Otros pasivos no corrientes	16	77.287	74.540
PASIVOS CORRIENTES		750.901	868.430
Pasivos financieros corrientes	15	494.305	575.010
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	19	256.596	293.420
TOTAL GENERAL		7.210.600	8.083.443

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2013

ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2013	31.12.2012
Importe Neto de la Cifra de Negocios	22	1.278.603	1.180.059
Ingresos por actividades reguladas		1.235.412	1.140.355
Ingresos por actividades no reguladas		43.191	39.704
Otros ingresos de explotación	22	29.521	18.349
Gastos de personal	23	(85.518)	(78.987)
Otros gastos de explotación	23	(194.519)	(185.114)
Dotaciones a amortizaciones		(342.082)	(315.875)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado		(17.135)	15
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		668.870	618.447
Ingresos financieros e ingresos asimilados	24	24.231	37.970
Gastos financieros y gastos asimilados	24	(129.886)	(110.998)
Diferencias de cambio (netas)	24	(4.894)	(3.657)
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	24	1.074	-
RESULTADO FINANCIERO		(109.475)	(76.685)
Rdo. Entidades valoradas método puesta en equivalencia	32	5.610	969
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		565.005	542.731
Impuesto sobre las ganancias	21	(160.749)	(163.223)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		404.256	379.508
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		404.256	379.508
Resultado atribuido a socios externos		(1.073)	-
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		403.183	379.508
Atribuible a :			
Sociedad Dominante		403.183	379.508
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	13	1,69	1,59
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	13	1,69	1,59

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados Consolidada a 31 de diciembre de 2013

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Expresado en miles de euros

	31.12.2013	31.12.2012
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	404.256	379.508
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:	2.084	(12.716)
Por valoración de instrumentos financieros		
Activos financieros disponibles para la venta		-
Por coberturas de flujos de efectivo	11.131	(23.945)
Por diferencias de conversión	(6.968)	3.585
Efecto impositivo	(2.079)	7.644
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	15.052	8.403
Por valoración de instrumentos financieros		
Activos financieros disponibles para la venta		-
Por coberturas de flujos de efectivo	20.406	12.005
Efecto impositivo	(5.354)	(3.602)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS	421.392	375.195
Atribuidos a intereses minoritarios	1.073	-
Atribuidos a la entidad dominante	420.319	375.195

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 2013

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
 Expresado en miles de euros

	Capital	Prima de Emisión y reservas	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Intereses socios minoritarios	Total Patrimonio neto
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2012	358.101	1.235.591	-	364.643	(90.958)	(5.781)	-	1.861.596
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	379.508	-	(4.313)	-	375.195
Operaciones con accionistas	-	-	-	(146.060)	(102.178)	-	-	(248.238)
- Aumentos/(reducciones) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	(146.060)	(102.178)	-	-	(248.238)
- Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones del patrimonio neto	-	143.856	-	(218.583)	90.958	-	-	16.231
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	(218.583)	-	-	-	(218.583)
- Otras variaciones	-	143.856	-	-	90.958	-	-	234.814
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2012	358.101	1.379.447	-	379.508	(102.178)	(10.094)	-	2.004.784
Ajustes por cambios de criterio 2012	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2012	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO 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)
- Aumentos/(reducciones) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	(163.478)	(120.083)	-	-	(283.561)
- Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	12.833	12.833
- Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones del patrimonio neto	-	97.779	-	(216.030)	102.178	-	-	(16.073)
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
- 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

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 2013

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
Expresado en miles de euros

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	565.005	542.731
Ajustes al resultado consolidado	439.577	376.516
Amortización de activos fijos	342.082	315.785
Otros ajustes al resultado	97.495	60.731
Variación del capital circulante operativo	(124.637)	(135.834)
Existencias	891	(44)
Deudores y otras cuentas a cobrar	(96.827)	(62.449)
Otros activos y pasivos corrientes	(979)	(308)
Acreedores y otras cuentas a pagar	(23.392)	(73.033)
Otros activos y pasivos no corrientes	(4.330)	-
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(310.810)	(200.240)
Pagos de intereses	(127.951)	(117.093)
Cobros de intereses	18.425	27.793
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(198.943)	(110.940)
Otros cobros /(pagos)	(2.341)	-
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	569.135	583.173
Pagos por inversiones	(481.032)	(470.604)
Empresas del grupo y asociadas	(262.002)	(167.059)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(218.743)	(302.167)
Otros activos financieros	(287)	(1.378)
Cobros por desinversiones	11.757	5.112
Empresas del grupo y asociadas	11.757	5.112
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	4.782	-
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	4.782	-
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(464.493)	(465.492)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(947.370)	182.881
Emisión	1.283.846	3.521.336
Devolución y amortización	(2.231.216)	(3.338.455)
Pagos por dividendos	(283.561)	(248.238)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(1.230.931)	(65.357)
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	(1.126.289)	52.324
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	1.479.647	1.427.323
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	353.358	1.479.647

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 2013

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

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2013, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme están presentadas.

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

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

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2013 han sido formuladas por los Administradores, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 17 de febrero de 2014, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF"), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2013, 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 han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la sociedad dominante y por las restantes entidades integradas en el Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de 2012 que se incluyen a efectos comparativos también han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las NIIF adoptadas por la Unión Europea de forma consistente con las aplicadas en los ejercicios 2011 a 2010, siendo aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás S.A., celebrada el 24 de abril de 2013, y siendo depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

En relación con las sociedades integrantes del Grupo, las mismas cierran sus correspondientes ejercicios el 31 de diciembre de 2013.

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 2013.

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.

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por su Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La vida útil de los activos intangibles y materiales (Nota 3-b y 3-c).
- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (Nota 3-d).
- Provisiones de facturas pendientes de formalizar.
- Provisiones por depreciación de repuestos de inmovilizado material (Nota 3-d).
- El cálculo del impuesto sobre beneficios (Nota 3-p).
- Provisiones por desmantelamiento/costes de abandono (Nota 3-c).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2013 sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios; lo que se haría, conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas de Resultados Consolidadas.

2.3 Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2013 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- Con fecha 15 de febrero de 2013 se hizo efectivo el contrato de adquisición del 90% de la sociedad Naturgás Energía Transporte, S.A., perteneciente al Grupo Naturgás, por la sociedad Enagás Transporte, S.A.U., por un importe de 245 millones de euros, incluyendo dicho importe la subrogación de un préstamo del anterior accionista por importe de 130 millones de euros, manteniendo el Ente Vasco de la Energía (EVE) una participación minoritaria en esta sociedad del 10% (véase Nota 7).

Esta sociedad ha pasado a denominarse Enagás Transporte del Norte, S.L., quedando integrada en las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, mediante el método de integración global.

- En Septiembre de 2013, Terminal de Valparaíso S.A. (sociedad participada al 100% por Enagás Internacional S.L.U.) incrementó su participación en la sociedad chilena GNL Quintero S.A. con la adquisición del segundo tramo del 20% propiedad de BG Group, incrementándose así su participación a un 40%.

Para llevar a cabo la operación, Terminal de Valparaíso S.A. realizó una ampliación de capital que quedó suscrita por Oman Oil Company. Tras esta operación, la participación en Terminal Valparaíso S.A. de Enagás Internacional S.L.U. pasó a ser un 51%, correspondiendo el 49% restante a Oman Oil Company. En este sentido, la sociedad Terminal de Valparaíso S.A. pasa a integrarse vía método de la participación (véase Nota 2.4). Resultado de la operación anterior, el Grupo Enagás pasa a tener una participación en GNL Quintero S.A. de un 20,4%.

- En el mes de agosto de 2013, las sociedades Servicios de Compresión SLM y Enagás Internacional S.L.U. constituyeron conjuntamente las sociedades Estación de Compresión Soto La Marina SAPI de CV y Estación de Compresión Soto La Marina EPC SAPI de CV, radicadas en México. Enagás S.A. posee directa e indirectamente el 50%, y han pasado a consolidarse por el método de la participación.

2.4 Principios de consolidación

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

Son sociedades dependientes aquellas en las que la sociedad dominante controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene el poder de dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas con el objeto de obtener beneficios económicos de las actividades, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder del Grupo o de terceros ejercitables o convertibles al cierre de 31 de diciembre de 2013.

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

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" dentro del epígrafe de "Patrimonio Neto" del balance de situación consolidado y "Resultado atribuido a socios externos" dentro de la cuenta de resultados consolidada.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

a. El método de integración global para las sociedades participadas al 100%: 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. y los estados financieros consolidados del subgrupo Chile cabecera matriz es la sociedad Enagás Chile I, Spa. También se emplea este método para 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".

b. El método de integración proporcional para las sociedades multigrupo gestionadas con GALP Gas Natural, S.A., para las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A., con Infraestructure Arzak y EVE para la sociedad Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG) y con la sociedad VOPAK para la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL. de CV.

c. El método de integración por participación para las sociedades Compañía Transportista de Gas de Canarias, S.A. (Gascán), Estación de Compresión Soto La Marina SAPI de CV, Estación de Compresión Soto La Marina EPC SAPI de CV, Morelos EPC, SAPI de CV y Gasoducto Morelos, SAPI de CV. Asimismo, dentro del subconsolidado del que es cabecera la sociedad Enagás Chile I, Spa, las participaciones en Terminal de Valparaíso, S.A. e indirectamente 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 los resultados por operaciones con otras compañías del grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del grupo y empresas que se consolidan por el método de participación se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

e. Homogeneización de criterios: En las sociedades participadas en las que se sigue un criterio de contabilización y valoración distinto al del Grupo, se ha procedido en el proceso de consolidación a su ajuste, siempre que su efecto fuera significativo, con el fin de presentar los Estados Financieros Consolidados en base a normas de valoración homogéneas.

f. Conversión de Estados Financieros en moneda extranjera: Las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación registran sus cuentas en euros, a excepción de las sociedades Enagás Internacional, S.L.U., 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, Estación de Compresión Soto La Marina EPC SAPI de CV, y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar.

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, 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 2013 y 2012:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2013	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2013
Dólar	1,3283	1,3789

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

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

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

En la Nota 32 se resumen las circunstancias más significativas de los negocios conjuntos del Grupo en vigor al cierre del ejercicio 2013.

2.5 Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2012 se presenta única y exclusivamente, a efectos comparativos con la información del ejercicio 2013.

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 correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013 son las mismas que las seguidas para la elaboración de los estados financieros anuales del ejercicio 2012, excepto por la adopción, desde la fecha 1 de enero de 2013, de las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones publicadas por el IASB y el IFRIC (International Financial Reporting Interpretations Committee) y adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
NIIF 13 Medición del Valor Razonable (publicada en mayo de 2011)	Establece el marco para la valoración a Valor Razonable.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Interpretación IFRIC 20: Costes de extracción en la fase de producción de una mina a cielo abierto (publicada en octubre de 2011)	El Comité de Interpretaciones de las NIIF aborda el tratamiento contable de los costes de eliminación de materiales residuales en las minas a cielo abierto.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Modificación de NIC 1 –Presentación del Otro Resultado Integral (publicada en junio de 2011)	Modificación menor en relación con la presentación del Otro Resultado Integral	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de julio de 2012 (a efectos del Grupo Enagás el 1 de enero de 2013 es el periodo anual iniciado a partir de dicha fecha)
Modificación NIC 12: Impuesto sobre las ganancias-impuestos diferidos relacionados con propiedades inmobiliarias (publicada en diciembre de 2010)	Modificación que introduce excepción a los principios generales de NIC 12 que afecta a los impuestos diferidos relacionados con propiedades inmobiliarias valoradas de acuerdo al modelo de valor razonable de NIC 40 Propiedades de inversión.	Períodos anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2013
Modificación de NIC 19 Retribuciones a los empleados (publicada en junio de 2011)	Las modificaciones afectan fundamentalmente a los planes de beneficios definidos puesto que uno de los cambios fundamentales es la eliminación de la "banda de fluctuación".	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Modificación de NIIF 7. Instrumentos financieros: Información a revelar - Compensación de activos con pasivos financieros (publicada en diciembre de 2011)	Introducción de nuevos desgloses relacionados con la compensación de activos y pasivos financieros de NIC 32	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013
Mejoras a las NIIF Ciclo 2009-2011 (publicada en mayo de 2012)	Modificaciones menores de una serie de normas	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2013

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

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

El Grupo ha aplicado la NIIF 13 por primera vez en el presente ejercicio, estableciendo la norma una única fuente de orientación tanto para la medición de valor razonable como para la información a revelar relativa a la medición del mismo.

El valor razonable de acuerdo con la NIIF 13 se define como el precio que sería recibido bien por vender un activo o bien 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.

La NIIF 13 debe ser aplicada de forma prospectiva a partir del 1 de enero de 2013. Por otra parte, y de acuerdo con las disposiciones transitorias, la Sociedad no ha procedido a realizar la información a revelar requerida por la NIIF 13 para el período comparativo 2012.

La adopción de la NIIF 13 requiere un ajuste en las técnicas de valoración del Grupo para 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.

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%.

A 31 de diciembre de 2013 el Grupo ha registrado en las Cuentas Anuales Consolidadas el riesgo de crédito en la valoración a valor razonable de los derivados pasivos, generando su efecto un resultado financiero positivo de 1.074 miles de euros (véase Nota 24).

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
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 e introducción de nuevos desgloses asociados en NIIF 7.	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
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

No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y valoración (publicada en noviembre de 2009 y en octubre de 2010) y modificación posterior de NIIF 9 y NIIF 7 sobre fecha efectiva y desgloses de transición (publicada en diciembre de 2011) 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.	Sin definir
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
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.	Periodos 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	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de julio de 2014
IFRIC 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.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2014

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

El efecto de la aplicación de esta norma no tendrá efectos significativos, dado que las únicas filiales afectadas son las sociedades participadas Bahía de Bizkaia Gas, S.L. y Altamira LNG, CV. Con la aplicación de NIIF 11, estas sociedades pasarán a ser consideradas negocio conjunto, 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 consolidado y cuenta de resultados consolidada, se reconocerá el valor razonable de la inversión financiera por puesta en equivalencia de ambas sociedades y la integración de su resultado será vía resultado entidades valoradas por el método de participación.

Las magnitudes de estas sociedades correspondientes al ejercicio 2013 se recogen en la Nota 32 de Negocios Conjuntos.

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

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

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

No existe ningún principio contable o criterio de valoración que, teniendo un efecto significativo en las Cuentas Anuales Consolidadas de 2013, se haya dejado de aplicar en su elaboración.

3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2013 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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

posteriores, la eliminación de la inversión-patrimonio neto de las sociedades dependientes se realizará con carácter general con base en los valores resultantes de aplicar el método de adquisición que se describe a continuación en la fecha de control.

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

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

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

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

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

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

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

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 materiales (véase Nota 3.d).

Los costes de desarrollo se activan amortizándose linealmente a lo largo de su vida útil, siempre que estén específicamente individualizados por proyectos, su importe pueda ser claramente establecido y

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

existan motivos fundados para confiar en el éxito técnico y en la rentabilidad económico-comercial del proyecto.

El Grupo registra como gasto en la Cuenta de Resultados Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación que se han imputado como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 2.150 miles de euros en 2013 y 1.641 miles de euros en 2012 (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	1,33%-1,28%	78-75
- Concesiones portuarias en Planta de Huelva	7,60%	13
- Otras concesiones en Planta Bilbao	20,00%	5
- Uso dominio público radioeléctrico	20,00%	5
Aplicaciones Informáticas	25%	4

En el ejercicio 2013, se ha aprobado, 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. y BBG.

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible no amortizable los derechos de emisión de igual forma que para el resto de sus activos, por lo que se valoran inicialmente por su coste de adquisición, dotándose la correspondiente provisión en caso de que el valor de mercado sea inferior al mencionado coste de adquisición. Durante el segundo trimestre de 2013 el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2012 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).

c. **Inmovilizado material**

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

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

Los costes capitalizados incluyen:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción en obras si éste es superior al año, siendo la tasa media de capitalización bruta utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2013 de 2,99% (2,47% en 2012).
2. Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Para ello el Grupo posee un "Procedimiento funcional para imputación de Gastos de Personal a Proyectos de Inversión" que recoge las hipótesis de cálculo. Este procedimiento recoge que para el cálculo de los trabajos realizados para su inmovilizado tiene en cuenta tanto los costes de personal directos, es decir, las horas realizadas e imputadas a cada proyecto según unos precios/hora calculados al inicio del ejercicio, como una serie de costes indirectos. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2013 minorando el importe correspondiente a coste de personal (véase Nota 6).
3. Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de desmantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de Serrablo, Yela y Gaviota, así como las plantas de regasificación de 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 desmantelamiento, 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 desmantelamiento en 14,7 millones de euros, registra dicha provisión como mayor valor del Inmovilizado. Esta provisión se actualizará cada año por el efecto financiero ocasionado que el Grupo lleva contra una cuenta por cobrar a largo plazo con la CNE (*) ya que una vez autorizado el desmantelamiento, podrá solicitar la realización de pagos a cuenta por concepto de costes de desmantelamiento.

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 anterior, 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.

(*) Tras la aprobación de la Ley 3/2013, las funciones de la CNE quedan integradas principalmente dentro de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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

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

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

	Porcentaje anual	Vida útil (años)
Construcciones	3%-2%	33,33-50
Instalaciones técnicas (red de transporte)	5%-2,50%	20-40
Depósitos	5%	20
Instalaciones de Almacenamientos Subterráneos	5-10%	10-20
Gas colchón	5%	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	12%-5%	8,33-20
Útiles y herramientas	30%	3,33
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 caja descontados futuros que generan dichos activos en base a la retribución prevista en la regulación actual para los mismos.

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la Cuenta de Resultados Consolidada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado" (véase Nota 3-d).

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

d. Deterioro de valor de activos materiales e intangibles

A la fecha de cierre de cada ejercicio para el caso del fondo de comercio o activos de vida útil indefinida, o siempre que existan indicios de pérdidas de valor para el resto de los activos, se analiza el valor recuperable de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

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

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

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

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

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

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

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

e. Arrendamientos

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

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

El Grupo no dispone de arrendamientos financieros en el ejercicio 2013.

f. Activos financieros

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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

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

Valoración inicial -

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

Valoración posterior -

Los préstamos y partidas a cobrar se valoran por su coste amortizado.

Las inversiones en empresas del grupo y multigrupo se valoran por su coste, minorado, en su caso, por el importe acumulado de las correcciones valorativas por deterioro. Dichas correcciones se calculan como la diferencia entre su valor en libros y el importe recuperable, entendido éste como el mayor importe entre su valor razonable menos los costes de venta y el valor actual de los flujos de efectivo futuros derivados de la inversión. Salvo mejor evidencia del importe recuperable, se toma en consideración el patrimonio neto de la entidad participada, corregido por las plusvalías tácitas existentes en la fecha de la valoración (incluyendo el fondo de comercio, si lo hubiera).

Al menos al cierre del ejercicio, el Grupo realiza un test de deterioro para los activos financieros que no están registrados a valor razonable. Se considera que existe evidencia objetiva de deterioro si el valor recuperable del activo financiero es inferior a su valor en libros. Cuando se produce, el registro de este deterioro se registra en la cuenta de resultados consolidada.

En particular, y respecto a las correcciones valorativas relativas a los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, el criterio utilizado por el Grupo para calcular las correspondientes correcciones valorativas, si las hubiera, consiste en registrar las correspondientes provisiones por la diferencia existente entre el importe a recuperar de las cuentas a cobrar y el valor en libros por el que se encuentran registradas. El importe a recuperar de la deuda se calcula mediante el descuento de flujos de caja futuros estimados utilizando la tasa de interés efectivo considerada en el momento inicial de la operación.

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

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

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

g. **Existencias**

Existencias de Gas Natural

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

Resto de existencias

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

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).

h. **Patrimonio neto y pasivos financieros**

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

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 débitos y partidas a pagar se valoran inicialmente al valor razonable de la contraprestación recibida, ajustada por los costes de la transacción directamente atribuibles. Con posterioridad, dichos pasivos se valoran de acuerdo con su coste amortizado.

Los instrumentos financieros derivados de pasivo se valoran a su valor razonable. El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando se extinguen las obligaciones que los han generado.

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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

Para que estos instrumentos financieros puedan calificarse como de cobertura, son designados inicialmente como tales documentándose la relación de cobertura. Asimismo, el Grupo verifica inicialmente y de forma periódica a lo largo de su vida (como mínimo en cada cierre contable) que la relación de cobertura es eficaz, es decir, que es esperable prospectivamente que los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivos de la partida cubierta (atribuibles al riesgo cubierto) se compensen casi completamente por los del instrumento de cobertura y que, retrospectivamente, los resultados de la cobertura hayan oscilado dentro de un rango de variación del 80% al 125% respecto del resultado de la partida cubierta.

El uso de derivados financieros se rige por las políticas de gestión de riesgos del Grupo aprobadas por la sociedad matriz Enagás S.A., detallándose los principios sobre el uso de los derivados financieros en la Nota 18.

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

- a) Coberturas de valor razonable: la parte del elemento cubierto para la que se está cubriendo el riesgo, al igual que el instrumento de cobertura, se valoran por su valor razonable, registrándose las variaciones de valor de ambos en la Cuenta de Resultados Consolidada como resultados financieros.
- b) Cobertura de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas y netas de su efecto fiscal, en el epígrafe "Patrimonio Neto – Ajustes por cambios de valor – Operaciones de cobertura". La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspassa a la cuenta de resultados consolidada en función de la evolución del riesgo cubierto. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en la cuenta de resultados consolidada como resultados financieros.

El 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.

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

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

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

j. **Compromisos por pensiones**

El Grupo Enagás contribuye de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones a un plan de 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 4,61% del salario computable (4,77% en 2012). 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 2013, 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.

k. **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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

justificada. No existe plan alguno de reducción de personal que haga necesaria la creación de una provisión por este concepto.

I. 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 (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.

Al cierre de los ejercicios 2013 y 2012 se encuentran en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones interpuestos contra los grupos empresariales con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales del Grupo como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales de los ejercicios en los que finalicen.

m. Ingresos diferidos

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

Adicionalmente, se incluye dentro de este epígrafe la periodificación de los importes recibidos por la ejecución de conexiones de la infraestructura de la red básica de Enagás Transporte S.A.U. 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.

n. Reconocimiento de ingresos

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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

Como consecuencia de la normativa que afecta a la sociedad matriz publicada en el BOE el 15 de febrero de 2002 (aplicable a partir del 19 de febrero de 2002), y, que concretaba los principios retributivos establecidos en el Real Decreto 949/2001, a continuación se detallan los criterios aplicados para el reconocimiento de los ingresos sujetos a la nueva regulación:

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

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 al Grupo el derecho a obtener una retribución por la realización de las siguientes actividades:

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

Con fecha 27 de diciembre de 2012 fue aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la Orden Ministerial IET2812/2012 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 para el ejercicio 2013.

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

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

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

o. **Reconocimiento de gastos**

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

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

p. **Impuesto sobre sociedades**

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

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

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

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

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

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

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

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.

q. **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).

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

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

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

4. Regulación de retribución

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

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

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

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

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

- El régimen retributivo deja de ser único para todas las actividades.

- El valor de la inversión a reconocer en la regasificación es la semisuma del valor contable y del valor estándar que resulta de aplicar los valores unitarios de inversión, con el límite de este último.
- El cambio afecta a todas las instalaciones de regasificación y almacenamiento.
- Para la regasificación y el almacenamiento deja de actualizarse anualmente la amortización y la retribución financiera.
- Además la retribución financiera se calcula a partir del valor del activo neto de la inversión, en vez del valor del activo bruto como se hacía hasta entonces.
- La tasa de retribución se calcula a partir de las Obligaciones del Estado a 10 años más 350 puntos básicos.
- Cuando la instalación termina su vida útil regulatoria, se le reconocen unos costes por extensión de vida útil (COEV), igual a la mitad de la amortización y la retribución financiera del último año.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Destacan las siguientes disposiciones:

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

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

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

Entre otras disposiciones cabe destacar las siguientes:

Para los Almacенamientos subterráneos:

- Establece que la retribución por costes de inversión se devengará a partir del día siguiente al de puesta en servicio comercial de la instalación y que con carácter general la retribución correspondiente al año "n" será abonada en el año "n+1", no abonándose en un mismo año natural retribuciones devengadas en más de un año natural.
- No obstante, lo anterior se podrá extender un acta de puesto en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento para iniciar la inyección del gas colchón, pudiéndose abonar a partir de esta fecha una retribución definitiva, que tendrá la consideración de transitoria, hasta la emisión del acta de puesta en servicio definitiva.
- El acta de puesta en servicio definitiva se otorgará en el plazo máximo de un mes desde que el titular acredite que la instalación ha funcionado al menos 48 horas seguidas en el entorno de los parámetros nominales, tanto en modo inyección como en modo extracción.

Para las plantas de regasificación:

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

Para los gasoductos y estaciones de regulación y medida:

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

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

Adicionalmente, esta Orden modificó el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre. En concreto, modificó la vida útil de los mismos que paso a ser de 20 años para todos los casos. Anteriormente, la vida útil de las instalaciones era de 10 años.

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

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

La Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2013, manteniendo las metodologías establecidas, aunque introdujo como novedad el establecimiento de un factor de eficiencia f_j igual a 0, para la actualización de la retribución de las instalaciones de transporte con puesta en marcha anterior al año 2008 y de la distribución.

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.

La Orden incluye la actualización de los valores unitarios de inversión y explotación aplicables a las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para 2014. Se mantienen las metodologías establecidas en las Órdenes anteriores, limitándose a actualizar la retribución reconocida al año 2014.

En cuanto a los peajes y cánones de acceso a las instalaciones que se establecen en esta Orden se ven incrementados en términos generales, un 2,3%, salvo algunos peajes como el canon de almacenamiento subterráneo, que no varía respecto al año anterior.

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

a.1) Coste fijo acreditado. Se determina en función de los activos en producción. Este parámetro retribuye los costes de inversión y los costes de explotación de los activos que operan en el sistema gasista.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La tasa resultante para los activos de transporte puestos en marcha en 2013 ha sido del 8,71%.

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

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

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

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

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

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

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

Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2013 este coste ha quedado fijado en 0,000165 €/kWh regasificado y en 0,000197 €/kWh cargado en cisternas.

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

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

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

Para el año 2013, la cuota destinada a la retribución del GTS que deben recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,38%. Dicha cuota es ingresada por las citadas empresas en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la Comisión Nacional de la Energía en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

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

Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2013 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 CNE en la liquidación 14 del año 2013.

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

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

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

d) Sistema de liquidación.

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

La Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3993/2006, modifica el apartado 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.

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

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

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

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

g) Desarrollo del Marco Regulatorio.

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2013, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Reglamento (UE) Nº 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n o 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Reglamento (UE) Nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión no 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) no715/2009.

2. Regulación Española

RETRIBUCIÓN Y PEAJES

Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2013, manteniendo las metodologías establecidas.

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.

Sentencia de 10 de octubre de 2013, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anulan los párrafos primero y segundo del artículo 13 de la Orden IET/3587/2011, de 30 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 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de la DGPEyM de 30 de septiembre, 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 TUR de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.

Resolución de la DGPEyM de 13 de junio de 2013, 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 2013 y el 30 de junio de 2014.

Resolución de la DGPEyM de 16 de mayo de 2013, 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 periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.

(*) Resolución de 18 de enero de 2013, de la DGPEyM por la que se corrigen errores en la de 28 de diciembre de 2012, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA

Resolución de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-04 «Mecanismos de Comunicación» de las normas de gestión técnica del sistema gasista. Asimismo, modifica la NGTS-06 «Repartos» NGTS-07 «Balance» y PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)».

Resolución de 7 de febrero de 2013, de la DGPEyM, por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», y el protocolo de detalle PD-02 «procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)».

Resolución de 21 de diciembre de 2012, del DGPEyM, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.

PLANIFICACIÓN OBLIGATORIA Y PLAN INVERNAL

Resolución de 8 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el plan de actuación invernada para la operación del sistema gasista.

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Orden IET/1119/2013, de 27 de mayo, por la que se autoriza la cesión de las concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural denominadas “Gaviota”, “Serrablo” y “Yela” a la Sociedad Enagás Transporte, S.A.U.

Resolución de 8 de marzo 2013, de la DGPEyM por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.

Resolución de 22 de enero de 2013, de la DGPEyM, 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 2013 y el 31 de marzo de 2014.

SUBASTA PARA LA ADQUISICIÓN DE GAS DE OPERACIÓN Y GAS TALÓN

Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 23 de mayo de 2013, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.

Resolución de 7 de mayo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 17 de abril de 2012, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.

Resolución de la DGPEyM de 10 de mayo de 2013, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.

Resolución de la DGPEyM de 8 de abril de 2013, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2013 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos “Yela” y “Castor”.

PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

Resolución de 9 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se aprueba el “information memorandum” y el contrato tipo para la asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal, disponible en el periodo comprendido entre octubre de 2013 y septiembre 2014.

CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

Orden IET/2459/2013, de 26 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.

OTRAS DISPOSICIONES

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, por la que se establecen limitaciones de control al gestor técnico del sistema.

Resolución de 27 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualiza el anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un

mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Acuerdo 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".

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Resolución de 26 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor independiente de la red de Enagás Transporte del Norte, S.L.

Resolución de 20 de noviembre de 2012, de la DGPEyM 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.

Acuerdo del Consejo de Ministros de 15 de noviembre 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.

Resolución de 14 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor independiente de la red de SAGGAS.

Resolución de 8 de noviembre de 2013, de Presidencia de la CNMC, por la que se crea la sede electrónica del organismo.

Resolución de 31 de octubre de 2013, de Presidencia de la CNMC, por la que se acuerda la delegación de determinadas competencias.

Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras.

Resolución de 29 de octubre de 2013 de la Autoridad Portuaria de Bilbao, por la que se hace público el otorgamiento de concesión administrativa a favor de "Enagás Transporte del Norte, Sociedad Limitada" (ERM en Punta Sollana Zierbana).

Anuncio de 28 de octubre de 2013 del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Cantabria por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa del proyecto denominado "Adenda n.º 2 al Gasoducto Planta de Bilbao-Treto" en la provincia de Cantabria.

Resolución de 21 de octubre de 2013, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local, por la que se publica el Acuerdo de la Comisión Bilateral de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Autónoma de Cantabria en relación con la Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

Orden IET/1984/2013, del MINETUR, de 15 de octubre, por la que se dispone el cese y nombramiento de Vocal de la Junta Directiva de la CORES.

Resolución de 9 de octubre de 2013, de la CNMC, por la que se publica el Acuerdo del Consejo por el que se asignan Consejeros a la Sala de Competencia y a la Sala de Supervisión regulatoria.

Orden ECC/1796/2013, de 4 de octubre del Ministerio de Economía y Competitividad, por la que se determina la fecha de puesta en funcionamiento de la CNMC.

Resolución de 8 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a la empresa Enagás Transporte, S.A.U. el cierre de los tanques TK-1200A y TK-1200B y sus instalaciones asociadas de la planta de regasificación de Barcelona.

Resolución de 17 de septiembre de la DGPEyM, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U. autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 2 al proyecto del gasoducto "Zarza de Tajo-Yela".

Reales Decretos del 673 al 682/2013 de 10 de septiembre, del Ministerio de Economía y Competitividad por los que se nombran Presidente, Vicepresidenta y Consejeros de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Resolución de 15 de julio de 2013, de la DGPEyM, 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.

Ley 7/2013, de 21 de junio de la CA de la Rioja, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

Orden IET/1048/2013, de 10 de junio, por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 12 de junio de 2013 en las comarcas de Ferrol, Eume y Ortegá de la Comunidad Autónoma de Galicia.

Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Resolución de 30 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.

Orden IET/938/2013, de 27 de mayo, por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 30 de mayo de 2013, en la Comunidad Foral de Navarra y la Comunidad Autónoma del País Vasco.

Resolución de 9 de mayo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se a Enagás Transporte, S.A.U. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al Gasoducto Villalba-Llanera. Ampliación de la Posición I-008 con E.M. G-1000 para punto de entrega de gas natural", en el término municipal de Ribadeo.

Resolución de 6 de mayo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al Gasoducto Duplicación Tivissa-Paterna, Tramo 1. Modificación de la Posición 15-04.D con EM G-250 para punto de entrega a Tortosa Energía", en el término municipal de Tortosa.

Ley 1/2013, de 15 de abril, de la CAC, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

Resolución de 9 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga autorización de forma directa a Enagás Transporte, S.A.U., para la construcción de la estación de compresión de la conexión internacional de Euskadour.

Resolución de 4 de abril de 2013, de la Comisión Nacional de la Energía, sobre la solicitud de certificación de Regasificadora del Noroeste, S.A. (REGANOSA) como gestor de la red de transporte de gas.

Resolución de 26 de marzo de 2013, de la DGPEyM, por la que se autoriza el cambio de titularidad en las autorizaciones y concesiones otorgadas a Enagás, S.A., a favor de Enagás Transporte, S.A.U.

Corrección de errores de la Resolución de 7 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el primer trimestre de 2013, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Resolución de 8 de marzo de 2013, de la DGPEyM, por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 5 al proyecto de gasoducto «Almería-Chinchilla», en el término municipal de Moratalla.

Resolución de 7 de febrero de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, de delegación de competencias.

Sentencia de 25 de enero de 2013, de la Sala tercera del tribunal Supremo, por la que se anula el inciso "0,8" referido al artículo 13 de la Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/3354/2010, de 28 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.

Resolución de la Autoridad Portuaria de Gijón, por la que se hace público el otorgamiento de concesión administrativa a Enagás, S.A. para construcción y explotación de gasoducto "Musel-Llanera" e instalaciones auxiliares, en el tramo que discurre por la zona de servicio del Puerto de Gijón desde la Planta Regasificadora otorgada en concesión a Enagás, S.A.

Resolución de 4 de febrero de 2013, de la DGPEyM por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Gasoducto Algete - Yela. Modificación de la Posición J-02 con estación de regulación y medida (80/16) G-1000 para punto de entrega", en el término municipal de Marchamalo.

Pleno. Sentencia 8/2013, de 17 de enero de 2013. Recurso de inconstitucionalidad 2586-2008. Interpuesto por el Gobierno de Canarias frente al artículo único apartado uno de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Orden IET/35/2013, de 21 de enero, por la que se crea la Comisión Ministerial de Administración Electrónica en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se regula su composición y funciones.

Resolución de 14 de enero de 2013 la Autoridad Portuaria de Valencia por la que se amplía el objeto de la concesión titularidad de “Planta Regasificadora de Sagunto, S.A.” (SAGGAS) en el Puerto de Sagunto.

Resolución de 10 de enero de 2013, de la DGPEyM por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución “Anexo al gasoducto Granada-Motril ampliación de la posición L-07 con estación de regulación y medida G-1600 (80/16)” para un punto de entrega de gas natural, en el término municipal de Granada.

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.

La sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., (Gascán), promotora de la construcción de dos plantas de regasificación, en Tenerife y Gran Canaria, y titular de la autorización administrativa para la construcción de la primera, está participada por Enagás Transporte, S.A.U., en un 41,94% (véase Nota 32) correspondiendo el 58,06% restante a Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., (Unelco), y a la Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias, S.A., (Sodecan).

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, prevé la cesión de la titularidad de las plantas de regasificación proyectadas en el archipiélago canario al grupo empresarial del que forma parte el gestor técnico del sistema de gas natural, entidad ésta participada al 100% por Enagás, S.A.

En consecuencia, existe una obligación legal de transmisión de la titularidad de las plantas de regasificación al Grupo Enagás, estableciéndose en la referida norma, para el caso de no alcanzarse un acuerdo, una fase de arbitraje para la determinación del precio de transmisión.

A 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enagás se encuentra en la fase de negociación del precio de transmisión con Gascán y sus accionistas.

5 Activos Intangibles

La composición y movimiento del fondo de comercio y otros activos intangibles su amortización durante los ejercicios 2013 y 2012 ha sido la siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

Coste	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Fondo de comercio	19.153	17.521	-	-	-	(823)	35.851
Otro inmovilizado intangible							-
Desarrollo	5.263	-	-	-	(1)	-	5.262
Concesiones	5.935	-	-	-	-	-	5.935
Aplicaciones informáticas	113.614	39	28.499	-	-	(22)	142.130
Otro inmovilizado intangible	9.366	-	192	-	-	(10)	9.548
Total coste	153.331	17.560	28.691	-	(1)	(855)	198.726

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	(982)	-	(417)	-	-	-	(1.399)
Concesiones	(3.348)	-	(214)	-	-	-	(3.562)
Aplicaciones informáticas	(68.285)	(39)	(20.537)	-	-	1	(88.860)
Otro inmovilizado intangible	(6.413)	-	(1.139)	-	-	1	(7.551)
Total amortización	(79.028)	(39)	(22.307)	-	-	2	(101.372)

Valor Neto	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Total Fondo de Comercio	19.153	17.521	-	-	-	(823)	35.851
Total Otros Inmovilizados Intangibles	55.150	-	6.384	-	(1)	(30)	61.503
Total Inmovilizado Intangible	74.303	17.521	6.384	-	(1)	(853)	97.354

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminución es por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Fondo de comercio	-	19.153	-	-	-	19.153
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	5.259	4	-	-	-	5.263
Concesiones	5.935	-	-	-	-	5.935
Aplicaciones informáticas	93.796	19.799	-	-	19	113.614
Otro inmovilizado intangible	9.855	(501)	-	-	12	9.366
Total coste	114.845	38.455	-	-	31	153.331

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminución es por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	(565)	(417)	-	-	-	(982)
Concesiones	(3.134)	(214)	-	-	-	(3.348)
Aplicaciones informáticas	(51.221)	(17.051)	-	-	(13)	(68.285)
Otro inmovilizado intangible	(5.110)	(1.302)	-	-	(1)	(6.413)
Total amortización	(60.030)	(18.984)	-	-	(14)	(79.028)

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminución es por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Total Fondo de Comercio	-	19.153	-	-	-	19.153
Total Otros Inmovilizados Intangibles	54.815	318	-	-	17	55.150
Total Inmovilizado Intangible	54.815	19.471	-	-	17	74.303

a) Fondo de Comercio.

Los aumentos por variación en el perímetro de consolidación del epígrafe de "Fondo de Comercio" corresponden al fondo de comercio originado en la adquisición de la Sociedad Naturgás Energía Transporte, S.A. (denominada actualmente Enagás Transporte del Norte, S.L.) (véase Nota 7), por importe de 15.582 miles de euros y a la integración del fondo de comercio que tenía registrado la sociedad por importe de 1.939 miles de euros.

Adicionalmente, el fondo de comercio de Altamira, LNG C.V. ha sufrido una disminución de valor por la variación del tipo de cambio dólar – euro entre 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2013, al estar expresado en dólares.

b) Otro Inmovilizado Intangible

Con relación a las altas en el epígrafe de las "Aplicaciones Informáticas" del ejercicio 2013 destacan las siguientes:

- SL ATR 2.0 por importe de 11.738 miles de euros
- Software Gestión de Sistemas Comerciales por importe de 1.764 miles de euros.
- Software de Infraestructuras TI por importe de 1.868 miles de euros.
- Software Centros de Competencia por importe de 1.261 miles de euros.
- Software del Green Data Center por importe de 1.428 miles de euros
- Software Evolución Plataforma Puesto Corporativo por importe de 561 miles de euros.
- Sistema de Soporte ECOFI por importe de 850 miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

- Sistemas de Operación 2013 por importe de 753 miles de euros.
- Planificación y Predicción de la Demanda 2013 por importe de 342 miles de euros.
- Software Gestión de Proveedores por importe de 307 miles de euros.
- Plan de Sistemas 2012 por importe de 462 miles de euros.
- Sistema Gestión Mantenimiento 2.0 por importe de 1.173 miles de euros.
- Sistemas de Medición por importe de 1.029 miles de euros.
- Software Mejora Sistemas Contratación, Facturación, Medición y Balances por importe de 238 miles de euros.
- Portal Transportista por importe de 705 miles de euros
- Software mejoras Sistemas Transporte y Producción por importe de 315 miles de euros.

Al cierre del ejercicio 2013 y 2012, el Grupo tenía elementos del inmovilizado intangible totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2013

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	269
Aplicaciones informáticas	47.446
Otro inmovilizado intangible	5.288
Total	53.003

Ejercicio 2012

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

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

6. Inmovilizado Material

La composición y movimientos en los ejercicios 2013 y 2012 en el inmovilizado material y la amortización han sido los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

Coste	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	249.225	441	5.334	2.163	(613)	(483)	256.067
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.164.019	320.498	27.547	233.064	(1.953)	(4.352)	8.738.823
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	74.280	16	5.591	-	(7)	(64)	79.816
Anticipos e inmovilizaciones en curso	676.032	25.049	162.747	(235.227)	(3.939)	(85)	624.577
Subvenciones de capital	(602.042)	(2.998)	(3.924)	-	-	-	(608.964)
Total coste	8.561.514	343.006	197.295	-	(6.512)	(4.984)	9.090.319

Amortizaciones	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	(74.269)	-	(6.228)	-	448	11	(80.038)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.080.492)	(95.063)	(325.888)	-	946	217	(3.500.280)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	(46.539)	(16)	(6.748)	-	7	17	(53.279)
Subvenciones de capital	334.276	2.426	19.028	-	-	-	355.730
Total amortización	(2.867.024)	(92.653)	(319.836)	-	1.401	245	(3.277.867)

Deterioros	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Diferencias de conversión	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 de consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	174.956	441	(894)	2.163	(165)	(472)	176.029
Instalaciones técnicas y maquinaria	5.068.553	225.435	(311.511)	233.064	(910)	(4.135)	5.210.496
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	27.741	-	(1.157)	-	-	(47)	26.537
Anticipos e inmovilizaciones en curso	676.032	25.049	162.747	(235.227)	(3.939)	(85)	624.577
Subvenciones de capital	(267.766)	(572)	15.104	-	-	-	(253.234)
Total Inmovilizado Material	5.679.516	250.353	(135.711)	-	(5.014)	(4.739)	5.784.405

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	254.637	2.458	(8.439)	-	569	249.225
Instalaciones técnicas y maquinaria	7.414.397	190.366	554.154	-	5.102	8.164.019
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	64.408	9.947	-	(150)	75	74.280
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.015.300	206.918	(545.715)	(569)	98	676.032
Subvenciones de capital	(584.042)	(18.000)	-	-	-	(602.042)
Total coste	8.164.700	391.689	-	(719)	5.844	8.561.514

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	(68.311)	(5.948)	-	-	(10)	(74.269)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(2.773.722)	(306.576)	-	-	(194)	(3.080.492)
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	(42.534)	(4.099)	-	109	(15)	(46.539)
Subvenciones de capital	314.911	19.365	-	-	-	334.276
Total amortización	(2.569.656)	(297.258)	-	109	(219)	(2.867.024)

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

Valor Neto	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Diferencias de conversión	Saldo final
Terrenos y construcciones	186.326	(3.490)	(8.439)	-	559	174.956
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.625.701	(116.210)	554.154	-	4.908	5.068.553
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	21.874	5.848	-	(41)	60	27.741
Anticipos e inmovilizaciones en curso	1.015.300	206.918	(545.715)	(569)	98	676.032
Subvenciones de capital	(269.131)	1.365	-	-	-	(267.766)
Total Inmovilizado Material	5.580.070	94.431	-	(610)	5.625	5.679.516

Los "Traspasos" en el epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" acumulados a 31 de diciembre de 2013 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las instalaciones:

- Nuevas posiciones y ERM en gasoductos.
- Modificaciones en posiciones de gasoductos.
- Gas Colchón en los almacenamientos subterráneos de Yela y Castor
- Gasoducto Bilbao-Treto.

Cabe indicar que el Grupo Enagás tiene el compromiso de adquirir la mitad de la participación actual que la sociedad ACS Actividades de Construcción y Servicios S.A. mantiene en la sociedad en ESCAL UGS S.L. (sociedad encargada del Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de gas natural Castor) lo que supone un 33,33% del capital social, así como el compromiso de adquirir un 16,67% de otros accionistas de esta sociedad, en el caso de que decidan vender su participación. Estos compromisos quedan sujetos

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

a condiciones suspensivas que a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas no han tenido cumplimiento.

Como aumentos por variación en el perímetro de consolidación del epígrafe de “Instalaciones técnicas y maquinaria” se han incorporado los activos materiales tras la adquisición de Enagás Transporte del Norte, S.L. en el ejercicio 2013, incluyéndose entre los mismos 92.707 miles de euros correspondientes a la asignación del precio de adquisición (véase Nota 7).

Así mismo, se han registrado 1.808 miles de euros, que corresponden al gas natural adquirido para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos (1.030 miles de euros para el año 2012). Además también se incluyen 763 miles de euros como desmantelamiento de las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva (78.787 miles de euros para el año 2012) (véase Nota 14).

En lo que respecta a las altas en el epígrafe “Anticipos e inmovilizado en curso” acumuladas en el ejercicio 2013 corresponden básicamente a las siguientes instalaciones:

- Instalaciones de regasificación Planta de El Musel.
- Almacenamiento GNL Planta de El Musel.
- Gasoducto Martorell - Figueras.
- Obra civil marítima Planta de El Musel.
- Duplicación del Gasoducto Treto - Llanera.
- Gasoducto Musel - Llanera.
- Duplicación del Gasoducto Villapresente - Burgos.
- Triplicación del Gasoducto Tivissa - Arbós.
- EM (MUS) en pos. G-6500 en pos. D-16 Llanera.
- Gasoducto El Villar de Arnedo – Castelnuou.
- Tercer tanque de almacenamiento de la planta de Bilbao.

Las bajas del Inmovilizado material acumuladas en el ejercicio 2013 corresponden básicamente a la baja del vaporizador de combustión sumergida PA-216 de la Planta de Cartagena y de los compresores de aire GB-201 A/B de la misma planta, debido a su deterioro; estando ambos equipos totalmente amortizados. Así mismo se ha dado de baja el gas talón de los tanques TK 1200 A/B de la planta de Barcelona. Las bajas de inmovilizado en curso corresponden a proyectos finalmente no ejecutados. En el apartado de Traspasos se muestran los movimientos del inmovilizado en curso a fijo de aquellos proyectos con puesta en explotación en el ejercicio.

La revalorización del Inmovilizado Material incorporada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tendrá un efecto de 14.643 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2013 y tuvo un efecto de 14.964 miles de euros en el ejercicio 2012.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 7.943 miles de euros en el ejercicio 2013 (20.959 miles de euros en el ejercicio 2012).

Asimismo, el impacto de los “Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado” ha supuesto un aumento en la inversión de 12.906 miles de euros en el ejercicio 2013 y 15.180 miles de euros en el ejercicio 2012 (véase Nota 23.1).

El deterioro recogido en el epígrafe de Instalaciones técnicas y maquinaria dotado en el ejercicio 2013, se corresponde principalmente al deterioro físico de materiales utilizados como repuestos en dichos activos así como a las pérdidas estimadas en el valor de determinados activos.

Los bienes del inmovilizado material no están afectos a cargas de naturaleza hipotecaria u de otro tipo de gravamen de similar naturaleza.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
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 elementos del Inmovilizado Material.

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

Al cierre del ejercicio 2013 y 2012 el Grupo Enagás tenía elementos del Inmovilizado Material totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2013

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	11.643
Instalaciones técnicas y maquinaria	659.089
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	41.715
Total	712.447

Ejercicio 2012

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

El detalle de las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2013 y 2012 corresponden a inversiones de la infraestructura gasista es el siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.13	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.13	Saldo a 31.12.13
Plantas de Regasificación	97.141	(81.263)	15.878
Infraestructuras transporte de gas	494.315	(265.154)	229.161
Almacenamientos subterráneos	17.508	(9.313)	8.195
Total	608.964	(355.730)	253.234

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Dichas subvenciones han sido recibidas de los siguientes Organismos:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.13	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.13	Saldo a 31.12.13
Fondos estructurales de la Unión Europea	433.926	(226.323)	207.603
Organismos Oficiales de las CCAA	61.190	(35.412)	25.778
Estado Español	113.848	(93.995)	19.853
Total	608.964	(355.730)	253.234

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

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2014 ascienden a 18.915 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2013 es:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	2.288	9.152	8.413
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.773	7.090	16.915
Subvenciones de FEDER	14.854	59.283	133.466
Total Subvenciones	18.915	75.525	158.794

7. Combinaciones de Negocio

Con fecha 15 de febrero de 2013 se hizo efectiva la adquisición del 90% de la Sociedad Naturgás Energía Transporte, S.A. por parte de Enagás Transporte, S.A.U. (véase Nota 2.3).

El precio de compra ascendió a 245 millones de euros, de los cuales 115 millones de euros corresponden al 90% del Capital Social de Naturgás Energía Transporte, S.A. y el importe restante, 130 millones de euros, corresponden a la subrogación por parte de Enagás Transporte, S.A.U. de la deuda intercompañía del anterior accionista.

A continuación se detalla el fondo de comercio surgido en la fecha efectiva de la combinación de negocios:

	Importes en miles de euros
Contraprestación transferida	115.493
Participación del minoritario adquirida	12.833
Valor Razonable de los activos netos adquiridos	112.744
Fondo de Comercio (véase Nota 5)	15.582

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Los activos y pasivos a valor razonable de Enagás Transporte, S.A.U. en la fecha de adquisición han sido los siguientes:

	Miles de Euros
Activo corriente:	12.854
Existencias	1.023
Deudores comerciales	9.084
Otros activos a corto plazo	705
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.042
Activo no corriente:	252.293
Inmovilizado intangible	1.939
Inmovilizado material	250.353
Otros activos a largo plazo	1
Pasivo corriente:	(139.510)
Deudas con empresas de grupo	(129.654)
Acreedores comerciales	(9.655)
Otros pasivos a corto plazo	(201)
Pasivo no corriente:	(12.893)
Pasivos por impuestos diferidos	(5.492)
Otros pasivos no corrientes	(7.401)
Total valor razonable de activos netos identificables adquiridos	112.744

Dentro del valor razonable de los activos netos adquiridos se incluyen 92.707 miles de euros asignados como mayor valor del inmovilizado material (véase Nota 6).

Los ingresos y el resultado imputables a la combinación desde la fecha efectiva de adquisición hasta la fecha de cierre al 31 de diciembre de 2013 son los siguientes:

	Enagas Transporte del Norte, S.L.
Importe neto de la cifra de negocios	26.223
Resultado del ejercicio	10.732
Resultado atribuido a socios minoritarios	1.073
Resultado del ejercicio atribuible a la soc. dominante	9.659

Si la combinación de negocios anteriormente mencionada se hubiera realizado al comienzo del ejercicio 2013, el importe de los ingresos y resultado del ejercicio de 2013, habría sido el siguiente:

	Enagas Transporte del Norte, S.L.
Importe neto de la cifra de negocios	31.478
Resultado del ejercicio	12.736
Resultado atribuido a socios minoritarios	1.274
Resultado del ejercicio atribuible a la soc. dominante	11.462

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

Asimismo, en el acuerdo de socios firmado entre Enagás Transporte, S.A.U. y EVE se recoge la opción de venta de la participación del 10% propiedad del EVE ejercitable en el mes de julio de 2016. En este sentido, se ha reconocido dicha opción en el momento inicial en el epígrafe de Reservas del Patrimonio Neto del Balance Consolidado por el valor presente de la deuda en el momento de pago, por importe de 15.600 miles de euros así como un pasivo financiero en el epígrafe "Pasivos financieros no corrientes". Posteriormente, cualquier cambio en el valor presente de la deuda anterior es reconocida en resultados. Al 31 de diciembre de 2013, el valor presente de esta opción asciende a 16.400 miles de euros, habiéndose registrado un gasto financiero de 800 miles de euros en la cuenta de resultados consolidada de 2013.

8. Activos Financieros

8.1 Composición y desglose

A continuación se indica el desglose de los activos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, presentados por naturaleza y categorías a efectos de valoración:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	181	189	-	-	789	717	970	906
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	-	15.383	16.407	15.383	16.407
Derivados	-	-	-	-	754	12.446	754	12.446
Total	181	189	-	-	16.926	29.570	17.107	29.759

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	-	-	277	-	277	-
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	-	2.436	2.227	2.436	2.227
Derivados	-	-	-	-	284	-	284	0
Total	-	-	-	-	2.997	2.227	2.997	2.227

El movimiento producido en los ejercicios 2013 y 2012 en los activos financieros pertenecientes al Grupo se describe a continuación:

Ejercicio 2013

	Saldo Inicial	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Trasposos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo Final
Instrumentos de Patrimonio	189	-	(8)	-	-	181
Valores representativos de deuda	-	-	-	-	-	-
Créditos, derivados y otros	31.797	2.190	(12.432)	-	(1.632)	19.923
Total	31.986	2.190	(12.440)	-	(1.632)	20.104

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

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

Las principales variaciones del ejercicio 2013 se corresponde con la variación de valor del derivado de cobertura de valor razonable Cross Currency Swap (véase Nota 18).

Asimismo, durante 2013 se ha amortizado el préstamo concedido por Enagás Transporte S.A.U. a Gasoducto Al-Andalus, S.A., así como el devengo de intereses de los préstamos concedidos a la sociedad participada Gasoducto de Morelos por 1.105 miles de euros (en 2012 se devengaron 599 miles de euros).

A 31 de diciembre de 2013, no existen activos financieros en situación de mora.

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

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Derivados de cobertura	-	1.038	-	1.038
Total	-	1.038	-	1.038

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.

8.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2013 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.

8.3 Préstamos y cuentas por cobrar generados por la empresa:

Créditos corrientes y no corrientes

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

	Miles de euros
Créditos no corrientes:	
Otros créditos	719
Créditos a empresas del Grupo	15.688
Créditos corrientes:	
Créditos a empresas del Grupo	2.227
Saldo a 31.12.2012	18.634
Créditos no corrientes:	
Otros créditos	733
Créditos a empresas del Grupo	14.650
Créditos corrientes:	
Créditos a empresas del Grupo	2.436
Saldo a 31.12.2013	17.819

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

El detalle es el siguiente:

Miles de euros	Tipo de interés	Vencimiento	31.12.2013	31.12.2012
Créditos no corrientes a empresas del grupo (Nota 28)			14.650	15.688
Gasoductos de Morelos	7,50%	Sep.-2033	14.650	15.688
Créditos corrientes a empresas del grupo (Nota 28)			2.436	2.227
Gasod. Al-Andalus, S.A.	1,80%	Dic.-2013	-	1.329
Gascan	5,34%	Jun.-2013	-	299
Gascan	Eur6m + Diferencial	Jun.-2014	296	-
Gascan	Eur6m + Diferencial	Ago.-2014	254	-
Gascan	Eur6m + Diferencial	Mar.-2014	182	-
Gasoducto de Morelos	7,50%	Sep.-2033	1.704	599
Total			17.086	17.915

9. Existencias

Cabe mencionar que a 31 de diciembre de 2013 el Grupo Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, mantenía el control de, aproximadamente 859 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 15.182 miles de euros (13.829 miles de euros en el ejercicio 2012) 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 2013 Grupo Enagás.-

10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

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

	31.12.2013	31.12.2012
Clientes por ventas y prestación de servicios	14.790	26.403
Empresas del grupo, deudores (Nota 28)	1.738	2.152
Deudores varios	647.688	520.951
Activos por impuestos corrientes y otros créditos con las Administraciones Públicas (Nota 21.2)	35.105	57.967
Total	699.321	607.473

El saldo de 1.738 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 660 miles de euros y de 684 miles de euros respectivamente, correspondientes con el porcentaje de participación de Galp Gas Natural, S.A. en ambas sociedades.

Dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás, registra el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento como transportista del ejercicio 2013 por importe de 318.934 miles de euros, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 2.050 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro correspondientes al ejercicio 2013 de 320.984 miles de euros.

Adicionalmente, dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás registra los saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía, regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003. Dicha tasa grava las mercancías de los cargamentos de gas natural que los agentes descargan en las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva. A 31 de diciembre de 2013 el importe de dichos saldos pendientes de cobro asciende a 9.669 miles de euros, de los cuales 8.524 tienen una antigüedad superior a un año. Dicha deuda se encuentra en litigio íntegramente.

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

por diferentes tribunales Económico-Administrativo regionales estiman favorables las reclamaciones interpuestas por la sociedad Enagás, S.A. ante la negativa de las comercializadoras de pagar el importe total de las facturas por concepto de las Tasas Portuarias de la mercancía y por servicios generales.

Por otro lado, la Dirección del Grupo reconoce el riesgo existente de que el resto de Comercializadoras que actualmente están realizando el pago de la totalidad de las tasas que les repercute el Grupo Enagás, puedan solicitar la devolución del 50% de las mismas, en caso de fallo en contra del Grupo Enagás de las reclamaciones económico-administrativas interpuestas. Los importes abonados al Grupo Enagás por estas comercializadoras con las que actualmente no existen litigios por estos conceptos ascienden, a 31 de diciembre de 2013 a 53.001 miles de euros, de los cuales el 50% - 26.501 miles de euros- se encontrarían en la situación descrita.

No obstante lo anterior, la Dirección del Grupo considera que el riesgo de no recuperación de estos importes, con la información disponible a la fecha, no es probable, por lo que no se ha provisionado importe alguno por este concepto, si bien se continuará con el seguimiento correspondiente de las reclamaciones interpuestas durante el ejercicio 2013.

La cuenta de Administraciones públicas a 31 de diciembre de 2013 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).

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

Riesgo de crédito

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

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito puesto que opera en un entorno regulado con escenarios planificados. No obstante se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencias (véase Nota 17).

11.- Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	2013	2012
Tesorería	44.421	85.765
Otros activos líquidos	308.937	1.393.882
Total	353.358	1.479.647

La variación del efectivo y otros activos líquidos se debe principalmente a la amortización de inversiones financieras temporales para la cancelación anticipada de préstamos del grupo Enagás durante el último trimestre de 2013 por importe total de 800 millones de euros (véase Nota 15.1).

Asimismo, tal y como se indica en la Nota 15.1, el Grupo Enagás cuenta con pólizas 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 2013 son las siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

Disponibilidades Financieras	31.12.2013	31.12.2012
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	353.358	1.479.647
Otras disponibilidades financieras (Nota 15.1)	1.761.110	752.020
Total Disponibilidades Financieras	2.114.468	2.231.667

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

12. Patrimonio neto y Fondos propios

12.1 Capital Social

Al cierre del ejercicio 2013 y 2012 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 2013 de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. se situó en 18,995 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 3 de Mayo con un precio de 20,525 euros por acción.

Al cierre del ejercicio 2013 y 2012 ninguna sociedad poseía una participación superior al 5% del capital social de la Enagás S.A.

Las participaciones más significativas en el capital social de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2013 son las siguientes:

Sociedad	Participación en el capital social %
Omán Oil Company, S.A.O.C.	5,000
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000
Bilbao Bizkaia Kutxa	5,000
Fidelity International Limited	1,973
Retail Oeics Aggregate	1,010

No ha habido modificación en las participaciones más significativas con respecto al ejercicio 2012.

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

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

El Grupo no dispone de autocartera.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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.

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

12.3 Propuesta de reparto de resultado de la sociedad dominante

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2013 de la sociedad matriz Enagás, S.A., que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación es la siguiente:

	2013
A reservas voluntarias	77.082
A dividendos	302.387
	379.469

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 18 de noviembre de 2013 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2013 por importe de 120.083 miles de euros (0,503 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 2013, fueron los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

	Miles de euros
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2013
Resultado contable neto	63.798
10% Reserva Legal	-
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	311.129
Resultado "disponible" para distribución	374.927
Previsión del pago a cuenta	(120.083)
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:	
- Saldo de tesorería	685.489
- Cobros proyectados en el periodo considerado	149.000
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	690.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta)	(347.600)
Saldo previsto de tesorería	1.176.889

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 19 de diciembre de 2013.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,764 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 a un importe de 182.304 miles de euros.

12.4 Ajustes por cambio de valor

Los ajustes por cambio de valor registrados por el Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se corresponden con los conceptos siguientes:

	31.12.2013	31.12.2012
Diferencias de conversión	(3.383)	3.585
Cobertura de flujos de efectivo	10.425	(13.679)
Total Ajustes Cambios Valor	7.042	(10.094)

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 2013 y 2012 son los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

	Miles de euros			
	01.01.2013	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2013
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

Ejercicio 2012

	Miles de euros			
	01.01.2012	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2012
Cobertura de flujos de efectivo	(8.244)	(23.945)	12.005	(20.184)
Impuestos reconocidos en patrimonio	2.463	7.644	(3.602)	6.505
Total	(5.781)	(16.301)	8.403	(13.679)

12.5 Dividendos totales pagados

Adicionalmente al dividendo a cuenta del ejercicio 2013, indicado en la Nota 12.3 anterior, la sociedad Enagás, S.A. distribuyó durante el ejercicio 2013 el dividendo bruto complementario del ejercicio 2012. Dicho dividendo ascendió a 163.478 miles de euros (0,685 euros por acción), y fue pagado en el mes de julio de 2013.

12.6 Intereses Minoritarios

El movimiento del epígrafe de Intereses Minoritarios reconocido en el Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

	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 13.906 miles de euros reconocidos como intereses minoritarios se corresponden con la participación del 10% que el EVE mantiene en la sociedad Enagás Transporte del Norte, S.L. (véase Nota 7).

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

De acuerdo con ello:

	2013	2012	Variación
Resultado neto del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante (miles de euros)	403.183	379.508	6,2%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
Beneficio básico por acción en euros	1,6888	1,5897	6,2%

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 2013 y 31 de diciembre de 2012 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coinciden.

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.

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

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo de este epígrafe de los Estados Financieros durante el ejercicio 2013 ha sido el siguiente:

Provisiones a largo plazo	01.01.2013	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Reclasificaciones	Diferencias de conversión	31.12.2013
Retribuciones al personal	668	-	-	(668)	-	-	-
Otras responsabilidades	7.162	3.295	-	(4.418)	-	-	6.039
Desmantelamiento	167.559	763	3.033	-	-	(73)	171.282
Total a largo plazo	175.389	4.058	3.033	(5.086)	-	(73)	177.321

Retribuciones al personal

Correspondía principalmente a la provisión en concepto de las implicaciones económicas que se podían derivar de la posible modificación normativa y como afectaban a las desvinculaciones de personal durante el mes de diciembre de 2012. Dicha provisión ha sido aplicada en 2013 en su totalidad.

Otras responsabilidades

La dotación realizada en el ejercicio 2013 se corresponde con obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones y litigios.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

En cuanto a las aplicaciones, se corresponden fundamentalmente a los acuerdos alcanzados por reclamaciones comerciales con sociedades comercializadoras.

Desmantelamiento

La dotación del ejercicio 2013 por importe de 763 miles de euros se corresponde con el incremento de dotación de las provisiones de desmantelamiento de las Plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva.

Las actualizaciones financieras de los costes de desmantelamiento de dichas plantas, de los almacenamientos subterráneos de Yela, Gaviota y Serrablo propiedad de la sociedad Enagás Transporte S.A.U., así como las correspondientes a instalaciones propiedad de T.L.A. de Altamira CV y de BBG se han incluido en la columna de actualizaciones (véase Nota 3.c).

14.2 Contingencias

Cabe destacar que existen los siguientes pasivos contingentes para el Grupo a 31 de diciembre de 2013:

- Saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003 (véase Nota 10).
- Expediente en vía contencioso-administrativa por tasas de la licencia urbanística e impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.
- Juicio ordinario por reclamación de daños extracontractuales ocasionados en la construcción de gasoductos.

15. Pasivos financieros

El saldo de las cuentas del epígrafe “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” al cierre del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Débitos y partidas a pagar	1.774.342	2.700.438	1.829.824	1.818.427	22.470	11.224	3.626.636	4.530.089
Derivados	-	-	-	-	22.653	8.181	22.653	8.181
Total	1.774.342	2.700.438	1.829.824	1.818.427	45.123	19.405	3.649.289	4.538.270

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Débitos y partidas a pagar	169.576	286.884	318.448	270.607	866	1.879	488.890	559.370
Derivados	-	-	-	-	5.415	15.640	5.415	15.640
Total	169.576	286.884	318.448	270.607	6.281	17.519	494.305	575.010

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

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	169.576	119.608	134.712	161.525	1.358.497	1.943.918
Derivados	5.415	809	-	-	21.844	28.068
Otros	866	2.247	17.491	923	1.809	23.336
Total	494.305	671.347	552.029	914.737	1.511.176	4.143.594

Ejercicio 2012

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

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	-	28.068	-	28.068
Total	-	28.068	-	28.068

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.

15.1 Pasivos financieros no corrientes

A 31 de diciembre de 2013, el Grupo tenía concedidas líneas de crédito por un importe máximo de 1.660 millones (886 millones en 2012), siendo el importe no dispuesto de las mismas de 1.651 millones de euros (642 millones en 2012). Así mismo, tenía concedidos 110 millones de euros en préstamos no dispuestos (110 millones de euros en el ejercicio 2012).

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

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2013 para la deuda financiera del Grupo ha sido del 2,29% sin coberturas ni comisiones y del 2,65% con coberturas y comisiones (2,122% y 2,466% respectivamente en 2012).

Los Administradores estiman que el valor razonable de las deudas con entidades de crédito y otras obligaciones a 31 de diciembre de 2013 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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

	Millones de Euros			
	Variación tipos de interés			
	2013		2012	
	0,25%	-0,25%	0,25%	-0,25%
Variación en el valor de la deuda	32,4	(32,7)	49,3	(49,9)

Adicionalmente, dentro del epígrafe de "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 168 miles de euros se amortizaron en 2010, 467 miles de euros se amortizaron en 2011 y 466 miles de euros amortizaron en el 2012 y 466 miles de euros se han amortizado en diciembre de 2013; 1.231 miles de euros se encuentran a largo plazo y 466 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.
- El préstamo con la Secretaría General de Industria, el cual forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de diseño y desarrollo de un banco de calibración de contadores de gas de alta presión", que está llevando a cabo la Sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido era de 1.100 miles de euros y en 2009 se reembolsó 204 miles de euros, tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida. En 2012 se amortizaron 128 miles de euros y en 2013 se han amortizado 128 miles de euros y a 31 de diciembre de 2013, 455 miles de euros se encuentran a largo plazo y 128 miles de euros están registrados a corto plazo.
- Se incluyen también dentro de este epígrafe el préstamo con la Secretaría General de Energía, que forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de la Planta de Generación Eléctrica de Huelva", que está llevando a cabo la sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido era de 3.598 miles de euros. En 2009 se reembolsó 108 miles de euros, tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida y en 2012 se reembolsaron 13 miles de euros bajo el mismo concepto. En diciembre de 2012 se amortizaron 22 miles euros y a 31 de diciembre de 2013 se han amortizado 64 miles de euros y se encuentran a corto plazo 162 miles de euros y a largo plazo 3.229 miles de euros.

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-.

También se recoge dentro del epígrafe de "Otros" el pasivo financiero correspondiente a la opción de venta que tiene el EVE de su participación en Enagás Transporte del Norte, S.L. (véase Nota 7).

Por último, en la clase de Derivados y otros, dentro de Débitos y partidas a pagar, se incluyen 332 miles de euros correspondientes a Proveedores de Inmovilizado a largo plazo.

Así mismo, dentro de la categoría de Derivados se han registrado los derivados de cobertura de flujos de efectivo contratados por la compañía para los periodos 2010-2017.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2013 cabe destacar:

- Con fecha 26 de abril de 2013 la sociedad Enagás Financiaciones, S.A.U. ha renovado el programa Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 2.000 millones de euros e inscrito en la Bolsa de Luxemburgo en el año 2012, actuando la sociedad Enagás, S.A. como garante.
- Con fecha de 15 de enero de 2013, Enagás Financiaciones, S.A.U., realizó una emisión de 50 millones de euros a 2 años, que fue desembolsada el pasado 29 de enero de 2013. Dicha emisión consta de la garantía de Enagás, S.A. y los fondos se han destinado a la actividad ordinaria de la Sociedad de Enagás, S.A.
- Adicionalmente, cabe mencionar que el 26 de abril de 2013 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 10 bancos más, actúan como dealers (intermediarios) designados. A 31 de diciembre de 2013 el saldo dispuesto del programa es de 281,5 millones de euros (246 millones a 31 de diciembre de 2012).
- Enagás Financiaciones, S.A.U. ha anunciado una Solicitud de Consentimiento de su emisión de bonos con vencimiento en 2017 garantizado por Enagás, S.A. y Enagás Transporte, S.A.U. para eliminar la garantía de esta última con objeto de simplificar la estructura financiera del Grupo. Como parte de este mismo ejercicio, se ha solicitado al BEI la autorización para ceder su deuda por importe total de 1.046 millones de euros desde Enagás Transporte, S.A.U. a Enagás, S.A. Como resultado la aprobación de esta cesión se ha formalizado un préstamo intragrupo entre ambas sociedades.
- El 12 de diciembre de 2013 Enagás, S.A. formalizó un acuerdo de financiación por un importe total de 1.200 millones de euros a 5 años. La operación, suscrita bajo la modalidad Club Deal, permite optimizar la liquidez y la estructura financiera del Grupo Enagás. Las entidades financieras que han participado en la operación son: BBVA, Banco Santander, Barclays, BNP Paribas, Caixabank, Citibank, Mediobanca, Natixis, Société Générale, Crédit Agricole, Intesa San Paolo, JPMorgan y Mizuho.
- Durante el último trimestre de 2013, el Grupo Enagás ha amortizado anticipadamente préstamos por importe total de 800 millones de euros mediante la cancelación de inversiones financieras temporales, alargando así la vida media de la deuda (véase Nota 11).
- A fin de financiarse la obra de ampliación del tercer tanque de almacenamiento de la planta de Bilbao (véase Nota 6), BBG ha dispuesto de un préstamo con BEI, BBVA, Kutxabank y Caixabank por importe de 41 millones de euros, cancelando el préstamo anterior con Kutxabank por 7 millones de euros.

15.2 Pasivos financieros corrientes

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

- Intereses de deudas con entidades de crédito vinculadas por importe de 50 miles de euros en el ejercicio 2013 (78 miles de euros en el ejercicio 2012).
- Deudas a corto plazo con la Secretaría General de la Energía y Secretaría General de Industria por 757 miles de euros (660 miles de euros en 2012).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

16. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

Miles de Euros	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A.	Canon Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Conexiones a la Red Básica	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	8.552	19.399	48.038	75.989
Altas	-	-	3.457	3.457
Bajas/Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(1.800)	(4.906)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	7.602	17.243	49.695	74.540
Aumentos variación perímetro consolidación	-	-	7.401	7.401
Altas	-	-	1.323	1.323
Bajas/Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(2.871)	(5.977)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.652	15.087	55.548	77.287

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-m).

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

Los aumentos por variación en el perímetro de consolidación de los ingresos por conexiones a la Red Básica se corresponden a la integración de las conexiones de Enagás Transporte del Norte, S.L, por un importe de 7.401 miles de euros.

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.

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

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - a) Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - b) Criterios sobre contrapartes.
 - c) Operadores autorizados.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Los límites de los negocios y áreas corporativas son aprobados por sus respectivos Comités de Riesgo y, cuando no existieran, por el Comité de Riesgos de Enagás.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enagás, S.A.

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

Riesgo de crédito

El Grupo no tiene riesgo de crédito significativo ya que opera en un entorno regulado y el período medio de cobro a clientes es muy reducido, tal y como se indica en la Nota 10. Asimismo las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan con entidades de elevada solvencia.

Riesgo de tipo de interés

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

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

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

Riesgo de liquidez

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

17.2 Información cuantitativa

a) Riesgo de tipo de interés:

	2013	2012
Porcentaje de deuda financiera referenciada a tipos protegidos	72%	82%

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

	Millones de euros			
	Variación tipos de interés			
	2013		2012	
	1,00%	-1,00%	1,00%	-1,00%
Variación en gasto financiero	10,60	(10,60)	6,55	(6,55)

Por otro lado, en relación a la deuda financiera referenciada a tipo variable, la estimación del impacto en patrimonio neto de los derivados contratados por similares variaciones en el tipo de mercado no implicarían variaciones significativas a lo largo del ejercicio 2014.

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.

De esta forma el grupo Enagás ha mostrado su fortaleza financiera que viene avalada por diferentes agencias de calificación.

A 31 de diciembre de 2013 el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. se mantuvo en "BBB" para la agencia de rating Standar & Poor's, modificando el outlook de negativo a estable y en "A-" para Fitch Ratings, modificando el outlook de negativo a 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 el Grupo Enagás ha contratado determinados swaps de tipo de interés (IRS) en condiciones de mercado durante 2013 (en miles de euros):

Denominación	Contratación	Importe contratado	Tipo	Inicio	Vencimiento
Swap tipo de interés	diciembre-2013	475.000	Variable a fijo	enero 2014	enero 2017
Swap tipo de interés	abril-2013	4.725	Variable a fijo	abril-2013	junio-2032
Swap tipo de interés	abril-2013	9.451	Variable a fijo	abril-2013	junio-2032
Swap tipo de interés	abril-2013	9.451	Variable a fijo	abril-2013	junio-2032
Total		498.627			

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

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 2013 y 2012 de dichos derivados de cobertura es:

Ejercicio 2013

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	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)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	4.725	Euros	junio-2032	-	(43)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	9.451	Euros	junio-2032	-	(68)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	9.451	Euros	junio-2032	-	(61)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	79.360	Dólares	septiembre - 2017	-	(67)
Sw ap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	133.240	Dólares	septiembre - 2021	161	-
Total						1.038	(28.068)

Ejercicio 2012

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

Al cierre del ejercicio 2013 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo descritos anteriormente (Swap tipo de interés) ascendió a (12.356) miles de euros.

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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Importe contratado (miles de euros)	Moneda	Vencimiento	Total	2014	2015	2016 y siguientes
475.000	Euros	enero-2017	877	284	-	593
133.240	Dólares	septiembre - 2021	161	-	-	161
110.000	Euros	noviembre-2014	(1.393)	(1.393)	-	-
170.000	Euros	abril-2014	(1.033)	(1.033)	-	-
200.000	Euros	junio-2015	(2.339)	(1.530)	(809)	-
150.000	Euros	diciembre-2014	(1.459)	(1.459)	-	-
79.360	Dólares	septiembre - 2017	(67)	-	-	(67)
4.725	Euros	junio-2032	(43)	-	(72)	29
9.451	Euros	junio-2032	(68)	-	(145)	77
9.451	Euros	junio-2032	(61)	-	(145)	84
1.341.227			(5.425)	(5.131)	(1.171)	877

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

Pérdida	Ganancia	Resultado Neto
11.354	12.428	1.074

La adopción de la NIIF 13 (véase Nota 2.6) ha tenido como efecto un descenso en el valor de los pasivos por derivados en 1.074 miles de euros. El impacto en la cuenta de resultados durante el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 2013 como consecuencia de la inclusión del ajuste por riesgo de crédito bilateral asciende a 1.074 miles de euros.

19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

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

	31.12.2013	31.12.2012
Deudas con empresas del Grupo (Nota 28)	1.107	1.053
Resto de proveedores	208.805	243.869
Otros acreedores	4.851	5.334
Pasivos por impuesto corriente y otras deudas con Administraciones Públicas (ver Nota 21.2)	41.833	43.164
Total	256.596	293.420

El saldo de "Deudas con empresas del Grupo" corresponde 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 2013
Grupo Enagás.-

	Pagos realizados y pendientes de pago en la fecha de cierre			
	2013		2012	
	Importe	%	Importe	%
Realizados dentro del plazo máximo legal	394.620	89%	395.118	52%
Resto	48.644	11%	369.598	48%
Total pagos del ejercicio	443.264	100%	764.716	100%
PMPE (días) de pagos	31,16		12,02	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	8.249		7.570	

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

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

En el apartado "Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal", cuyo monto asciende a 8.249 miles de euros (7.570 miles de euros en el ejercicio 2012), hay que tener en cuenta que la cantidad de 1034 miles de euros (1.034 miles de euros en el ejercicio 2012) 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 2013 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 2.300 miles de euros en el ejercicio 2013 (2.355 miles de euros en el ejercicio 2012), que se encuentran registrados en el epígrafe "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta (véase Nota 23.1).

21. Situación fiscal

21.1 Declaración fiscal

Enagás, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 493/12, siendo éste su primer ejercicio de tributación en el Régimen de Consolidación Fiscal de España (Nota 3-p). El resto de sociedades del grupo liquidan individualmente sus declaraciones de impuestos sobre sociedades, de acuerdo con las normas fiscales aplicables en cada país.

21.2 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

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

	Miles de Euros	
	2013	2012
Saldos Deudores:		
Impuesto sobre el Valor Añadido	27.787	37.393
Impuesto sobre las ganancias	7.318	20.574
Total	35.105	57.967
Saldos Acreedores:		
Impuesto sobre las ganancias	13.977	16.862
Impuesto sobre el Valor Añadido	1.243	-
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	26.613	26.302
Total	41.833	43.164

Al cierre del ejercicio 2013 se habían pagado 193.499 miles de euros (110.940 miles de euros en el ejercicio 2012) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por Impuesto sobre Sociedades, quedando una cuenta a pagar por este concepto a 31 de diciembre de 2013 por importe de 13.977 miles de euros.

El saldo del epígrafe Hacienda Pública deudora corresponde básicamente al saldo pendiente de devolución del Impuesto sobre el Valor Añadido, así como el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012.

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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

	2013				2012
	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total	Total
Resultado contable antes de impuestos	521.379	32.821	10.805	565.005	542.731
Ajustes y consolidación	25.560	1.762	(350)	26.972	-
Diferencias permanentes de las sociedades individuales					
Aumentos	1.334	784	18	2.136	1.138
Disminuciones	(4.517)	-	(5)	(4.522)	-
Diferencias temporales de las sociedades individuales					
Aumentos	151.403	2.186	1.866	155.455	66.509
Disminuciones	(3.793)	(2.110)	(9.916)	(15.819)	(164.084)
Base Imponible	691.366	35.443	2.418	729.227	446.294

21.4 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2013 y 2012 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

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)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

	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	20.061	(17.026)	3.035
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	-	-	-
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Total impuesto diferido	20.061	(17.026)	3.035
Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio	20.061	(17.026)	3.035

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:

	2013				2012
	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Españolas que no consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total	Total
Resultado contable antes de impuestos	521.379	32.821	10.805	565.005	542.731
Diferencias permanentes y ajustes de consolidación	22.377	2.546	(337)	24.586	1.138
Cuota %	163.127	10.610	3.141	176.878	163.160
Efecto de las deducciones (*)	(9.015)	(2.756)	-	(11.771)	(88.930)
Efecto de las Bases Imponibles Negativas generadas	(19)	-	-	(19)	-
Efecto por diferentes tipos impositivos	-	(331)	-	(331)	369
Sanamiento de activos fiscales no recuperables	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios	(3.821)	(8)	266	(3.563)	(19)
Otros (*)	(445)	-	-	(445)	88.643
Impuesto sobre sociedades del ejercicio	149.827	7.515	3.407	160.749	163.223

(*) En el ejercicio 2012 se recogían las deducciones por doble imposición correspondientes a los dividendos percibidos entre empresas del grupo, al no haber régimen de consolidación fiscal (véase Nota 3-p).

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), 20% para las sociedades en Chile y 30% en México.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

21.6 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2013 y 2012 es el siguiente:

Ejercicio 2013

	Enagás, S.A.	Enagás Transporte S.A.	Enagás GTS S.A.	Enagás Internacional, S.L.	Enagás Finanzaciones S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	Enagás Altamira, S.L.	Enagas Transporte del Norte, S.L.	Grupo Altamira	Total
Impuesto corriente:												
Por operaciones continuadas	(4.075)	(196.873)	2.690	310	(19)	(3.996)	(2.270)	(852)	37	(467)	(726)	(206.241)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:												
Por operaciones continuadas	3.000	40.929	353	-	-	445,0	152	-	-	(535)	(2.415)	41.929
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:												
Por operaciones continuadas	2.914	189	-	-	-	-	-	-	718	8	(266)	3.563
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	1.839	(155.755)	3.043	310	(19)	(3.551)	(2.118)	(852)	755	(994)	(3.407)	(160.749)

Ejercicio 2012

	Enagás, S.A.	Enagás Transporte S.A.	Enagás GTS S.A.	Enagás Internacional	Enagás Finanzaciones S.A.	G.AI-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	Enagás Altamira, S.L.	Grupo Altamira	Total
Impuesto corriente:											
Por operaciones continuadas	10.564	(135.356)	1.400	62	32	(1.908)	(3.130)	(1.054)	(235)	(4.345)	(133.970)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:											
Por operaciones continuadas	(10.542)	(18.901)	171	-	-	-	-	-	-	-	(29.272)
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:											
Por operaciones continuadas	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	41	(154.257)	1.571	62	32	(1.908)	(3.130)	(1.054)	(235)	(4.345)	(163.223)

21.7 Activos y Pasivos por impuesto diferido

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2013 y 2012 son los siguientes:

	2013	2012
Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):		
Subvenciones de capital y otras	1.652	1.698
Limite deducción amortización R.D.L. 16/2012	26.499	-
Provisión por retribuciones al personal	4.340	4.883
Provisión inmovilizado	1.439	4.467
Provisiones litigios	1.402	2.239
Derivados	9.387	9.979
Otros	11.620	4.923
Bases imponibles negativas	1.820	744
Deducciones pendientes y otros	13.876	13.030
Total activos por impuesto diferido	72.035	41.963

	2013	2012
Pasivos por impuesto diferido:		
Amortización acelerada	427	427
Libertad de amortización	386.344	403.717
Derivados	8.452	4.476
Otros	21.199	13.394
Total pasivos por impuesto diferido	416.422	422.014

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

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 2013 ha sido de 26.499 miles de euros equivalentes a 88.330 miles de euros en base.

Dentro de los Activos por Impuesto diferido el epígrafe “Deducciones pendientes y otros” recoge las deducciones por inversión en activos fijos nuevos de las sociedades Bahía de Bizkaia Gas, S.L. y Enagás Transporte del Norte, S.L. A este respecto, cabe indicar que BBG tiene acreditadas pero no recogidas como activos en el balance de situación deducciones por inversión en activos fijos nuevos por importe de 3.120 miles de euros.

El Grupo no tiene activos por impuesto diferido no registrados en el balance de situación consolidado, a excepción de los indicados en el párrafo anterior.

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.

Así mismo, durante el ejercicio 2013 y 2012, el Grupo Enagás se ha acogido al incentivo fiscal de libertad de amortización establecido en el Real Decreto Ley 13/2010 de 3 de diciembre en el que se prorroga el régimen de libertad de amortización para las inversiones nuevas del activo fijo que se afecten a actividades económicas sin condicionarlo al mantenimiento del empleo.

El Real Decreto Ley 12/2012, de 30 de marzo, introdujo ciertas modificaciones en relación con los incentivos fiscales anteriormente citados. Dichas modificaciones han sido tenidas en cuenta por el Grupo Enagás para el cálculo del incentivo por la libertad de amortización aplicado en el ejercicio 2013. Como consecuencia de lo anterior, en el ejercicio 2012 se creó un impuesto diferido por el Grupo Enagás por 32.870 miles de euros, equivalentes a 109.567 miles de euros equivalentes en base en el ejercicio 2012. Durante el ejercicio 2013, se han aplicado 17.373 miles de euros por este concepto.

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 2013 el Grupo Enagás tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2009 a 2013 para los impuestos que le son aplicables, excepto la comprobación del IVA a la Importación que están pendientes los ejercicios de 2010 a 2013 y Tarifa Exterior Común que están pendientes los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

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,

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

en caso de materializarse, no afectarían de manera significativa a las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas.

22. Ingresos

El desglose de los ingresos del Grupo en los ejercicios 2013 y 2012 se desglosa a continuación:

Miles de Euros	31.12.2013	31.12.2012
Importe neto de la cifra de negocios	1.278.603	1.180.059
Ingresos por actividades reguladas	1.235.412	1.140.355
Ingresos por actividades no reguladas	43.191	39.704
Otros Ingresos	29.521	18.349
Ventas de materiales	-	-
Ingresos accesorios y de gestión corriente	29.399	18.273
Subvenciones	122	76
Total	1.308.124	1.198.408

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	31.12.2013	31.12.2012
Actividades reguladas:		
Enagás, S.A.	-	-
Enagás Transporte, S.A.U.	1.178.096	1.106.819
Enagás GTS, S.A.U.	11.561	11.789
Bahía de Bizkaia Gas, S.A.	20.431	21.747
Enagás Transporte del Norte, S.L.	25.324	-
Actividades no reguladas:		
Enagás, S.A.	3.547	617
Gasod. Al-Andalus, S.A.	8.072	7.508
Gasod. de Extremadura, S.A.	6.286	5.845
Enagás-Altamira, S.L.	-	209
Grupo Altamira C.V.	25.286	25.525
Total	1.278.603	1.180.059

23. Gastos

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

	Miles de Euros	
	31.12.2013	31.12.2012
Gastos de personal	85.518	78.987
Otros gastos de explotación	194.519	185.114
Total	280.037	264.101

23.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2013	31.12.2012
Sueldos y salarios	65.580	65.157
Indemnizaciones	6.080	3.166
Seguridad Social	14.949	14.098
Otros gastos de personal	9.515	9.391
Aportaciones a fondos de pensiones externos	2.300	2.355
Trabajos para el inmovilizado	(12.906)	(15.180)
Total	85.518	78.987

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 12.906 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 y 15.180 miles de euros a 31 de diciembre de 2012 (véase Nota 6).

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

Categorías	2013	2012
Directivos	70	68
Técnicos	574	568
Administrativos	128	134
Operarios	428	424
Total	1.200	1.194

A 31 de diciembre de 2013 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.211 empleados (1.178 empleados en 2012) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2013		2012	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	60	14	57	11
Técnicos	432	150	417	142
Administrativos	32	97	33	98
Operarios	412	14	408	12
Total	936	275	915	263

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

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2013 y 2012 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2013	2012
Directivos	-	-
Técnicos	6	9
Administrativos	-	-
Operarios	6	8
Total	12	17

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

23.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe es el siguiente:

	miles de euros	
	31.12.2013	31.12.2012
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	2.150	1.641
Arrendamientos y cánones	46.607	43.811
Reparación y conservación	36.140	35.393
Servicios profesionales independientes	22.864	18.688
Transportes	10.978	10.291
Primas de seguros	5.390	4.203
Servicios bancarios y similares	173	131
Publicidad, propaganda y rr.pp	2.859	2.966
Suministros	20.882	25.118
Otros servicios	25.788	18.301
Servicios exteriores	173.831	160.543
Tributos	9.860	15.050
Otros Gastos Externos	9.913	9.235
Variación de las provisiones de tráfico	915	286
Total Otros Gastos de Explotación	194.519	185.114

23.3 Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por las entidades consolidadas por las auditorías de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. En el ejercicio 2013, estos gastos ascendieron a 1.511 miles de euros (1.572 miles de euros en el ejercicio 2012) según el siguiente detalle:

Categorías	2013		2012	
	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)	443	39	313	71
Otros servicios de verificación (2)	971	-	980	-
Total servicios de auditoría y relacionados	1.414	39	1.293	71
Otros servicios	47	3	208	-
Servicios de asesoramiento fiscal	-	8	-	-
Total servicios profesionales	47	11	208	-

(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 304 miles de euros y 272 miles de euros en los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente, así como los trabajos de revisión limitada de los estados financieros consolidados intermedios y trimestrales.

(2) **Otros servicios de verificación relacionados con auditoría:** Dicho importe corresponde en su práctica totalidad a los trabajos necesarios para la revisión de la efectividad de los sistemas de control interno, otros trabajos de revisión realizados en relación a información a entregar a Organismos Reguladores, principalmente, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la Comisión Nacional de Energía, y los trabajos de revisión asociados a las operaciones corporativas acometidas durante el ejercicio 2013 por el Grupo Enagás.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

24. Resultado financiero neto

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

	31.12.2013	31.12.2012
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	1.137	703
Ingresos de terceros	23.094	37.267
Ingresos financieros	24.231	37.970
Gastos financieros y gastos asimilados	(3.927)	(7.137)
Intereses de préstamos	(124.259)	(101.822)
Rendimientos atribuibles a las provisiones	(1.700)	(2.039)
Gastos financieros	(129.886)	(110.998)
Bº de instrumentos de cobertura	1.074	-
Diferencias de cambio	(4.894)	(3.657)
Resultado financiero neto	(109.475)	(76.685)

El Grupo ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 7.943 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 y 20.959 miles de euros a 31 de diciembre de 2012 (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.

25.2 Segmentos según información geográfica.

La distribución del importe neto de la cifra de negocios correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:

Importe neto de la cifra de negocios	31.12.2013	31.12.2012
Europa	1.253.317	1.154.534
América del Sur	25.286	25.525
Total	1.278.603	1.180.059

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

- **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.

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:

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Miles de euros									
	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas		Ajustes		Total Grupo	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Ingresos de explotación	1.244.904	1.153.839	13.084	12.592	156.351	100.344	(106.215)	(68.367)	1.308.124	1.198.408
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(314.310)	(290.875)	(4.172)	(2.494)	(21.889)	(20.795)	(1.711)	(1.711)	(342.082)	(315.875)
Resultado de Explotación	660.802	616.739	(10.203)	(5.290)	21.488	21.488	(3.217)	(14.500)	668.870	618.447
Ingresos Financieros	6.616	7.483	458	648	421.438	312.638	(404.281)	(282.799)	24.231	37.970
Gastos Financieros	(112.863)	(87.399)	(388)	(607)	(56.092)	(26.651)	39.457	3.659	(129.886)	(110.998)
Impuesto sobre beneficios	(164.203)	(161.055)	3.042	1.572	(516)	(4.446)	928	706	(160.749)	(163.223)
Resultado después de Impuestos	391.039	375.542	(7.098)	(3.676)	387.414	289.502	(368.172)	(281.860)	403.183	379.508
BALANCE DE SITUACIÓN	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Total Activo	6.411.726	6.300.920	55.236	58.977	4.744.515	3.713.373	(4.000.877)	(1.989.827)	7.210.600	8.083.443
Adquisiciones de Inmovilizado	195.859	414.167	13.546	5.565	16.581	15.623	-	-	225.986	435.355
Pasivos no corrientes (**)	635.316	641.427	-	95	35.714	30.421	-	-	671.030	671.943
-Pasivos por impuesto diferido	385.464	393.877	-	-	30.958	28.137	-	-	416.422	422.014
-Provisiones	172.565	173.010	-	95	4.756	2.284	-	-	177.321	175.389
-Otros pasivos no corrientes	77.287	74.540	-	-	-	-	-	-	77.287	74.540
Pasivos corrientes (**)	176.958	217.469	37.167	47.146	59.207	94.082	(16.736)	(65.277)	256.596	293.420
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	176.958	217.469	37.167	47.146	59.207	94.082	(16.736)	(65.277)	256.596	293.420

(**) 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 2013, la empresa certificadora AENOR ha emitido los correspondientes informes de auditoría del Sistema de Gestión Ambiental con resultados favorables y concluyendo que el Sistema tiene un grado de desarrollo y madurez que asegura la mejora continua de la Compañía en este campo.

Uno de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico de Prevención y Medio Ambiente (PEMAP 2013-2015), ha sido la obtención de la Certificación según el Reglamento Europeo EMAS (Sistema Comunitario de Gestión y Auditoría Ambiental) en las Plantas de Regasificación, promoviendo la mejora del comportamiento ambiental de la Organización. Durante el ejercicio 2013 se ha obtenido Certificación en las Plantas de Barcelona y Huelva. Así mismo, durante el ejercicio 2013 ha tenido lugar la adaptación del sistema de Gestión Medio Ambiental del Almacenamiento subterráneo de Gaviota al Sistema de Gestión Ambiental del Grupo Enagás y su certificación por la empresa AENOR, así como la inclusión dentro del alcance de la certificación según la norma UNE EN ISO 14001 del Almacenamiento Subterráneo de Yela.

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

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

Durante el ejercicio 2013, las actuaciones ambientales han alcanzado inversiones totales incluidas en el activo del Balance de Situación de 9.286 miles de euros (22.342 miles de euros en el ejercicio 2012). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2013 a 924 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (922 miles de euros en el ejercicio 2012).

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 Medio Ambiente de la Región de Murcia expidió la Certificación de Convalidación por Inversiones Ambientales por la ejecución del Proyecto "Actualización del sistema de boil-off de la planta de regasificación del Grupo Enagás en Cartagena", inversión correspondiente al ejercicio 2008. El importe de dicha inversión ambiental ascendió a 25.218 miles de euros, dando lugar a una deducción en la cuota del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012 (presentado en julio de 2013) de 1.513 miles de euros, correspondiente a un tipo de deducción de 6% 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. y BBG. 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 Bilbao, 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.

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 periodo 2013 a 2020, correspondiendo 188.674 derechos para el año 2013. En 2012, bajo el Plan Nacional de Asignación 2008-2012 anterior le correspondieron 547.704.

Asimismo, a la sociedad participada BBG le han sido asignados 13.843(*) derechos para el periodo 2013 a 2020, correspondiéndole 2.649(*) derechos para el año 2013. En 2012, bajo el Plan Nacional de Asignación 2008-2012 anterior le correspondieron 2.240(*) derechos.

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

El Grupo Enagás ha consumido 322.655 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2013 y 123.383 derechos consumidos durante el ejercicio 2012.

Durante el primer trimestre de 2013, 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 2013, 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.

(*) Por el porcentaje del 40% de participación de Grupo Enagás en esta sociedad participada. La totalidad de derechos asignados a BBG han sido de 34.608 para el periodo 2013-2020, siendo 6.622 derechos para el año 2013. Asimismo, para el año 2012, el 100% de los derechos ascendía a 5.601.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

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 1.738 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (2.152 miles de euros a 31 de diciembre de 2012) (Véase Nota 10)
- Cuentas a pagar por importe de 1.107 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (1.053 miles de euros a a 31 de diciembre de 2012) (Véase Nota 19)
- Créditos empresas del grupo por importe de 17.086 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (17.915 miles de euros a a 31 de diciembre de 2012) (Véase Nota 8)

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2013 y 2012, con las partes vinculadas a éste, distinguiendo entre accionistas significativos, miembros del Consejo de Administración y Directores del Grupo Enagás y otras partes vinculadas. Las condiciones de las transacciones con las partes vinculadas son equivalentes a las que se dan en transacciones hechas en condiciones de mercado y se han imputado las correspondientes retribuciones en especie.

Ejercicio 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
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	-	10.644	2.384	13.028
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
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
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	-	-	11.468	-	11.468
Prestación de servicios de ATR	-	-	-	-	-
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-	-
Total Ingresos	-	-	12.605	2.069	14.674

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

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

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
Compra de activos materiales, intangibles u otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	17.086	-	17.086
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles y otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	-	-	-	100.000	100.000
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	-	-	-	-	-
Garantías y avales prestados	-	-	83.997	-	83.997
Garantías y avales recibidos	1.017	-	-	11.080	12.097
Compromisos adquiridos	-	-	-	-	-
Compromisos/garantías cancelados	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	50.992	-	-	-	50.992
Otras operaciones	-	-	-	-	-

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2012

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

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

29. Retribuciones al Consejo de Administración y la Alta Dirección

29.1 Retribuciones salariales

Las retribuciones percibidas durante el ejercicio 2013 y 2012 por los miembros del Consejo de Administración y la alta dirección de Enagás, S.A., clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

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

Ejercicio 2012

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

La Alta Dirección forma parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones. De la prima satisfecha en 2013 corresponden a la Alta Dirección 257 miles de euros.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

CONSEJEROS	Miles de euros	
	2013	2012
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) ⁽¹⁾	1.670	1.667
D. Marcelino Oreja Arburúa ⁽²⁾	423	103
Sagane Inversiones S.L. (Consejero Dominical)	-	37
Bilbao Bizkaia Kutxa / Kartera 1 (Consejero Dominical)	-	56
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	76	76
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani	37	45
Peña Rueda S.L. Unipersonal (Consejero Dominical)	-	32
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz (Consejero Independiente)	72	64
D. Dionisio Martínez Martínez (Consejero Independiente) ⁽³⁾	113	81
D. José Riva Francos (Consejero Independiente)	77	81
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente)	72	76
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente)	76	76
D ^a Teresa García-Milà Lloveras (Consejero Independiente)	76	76
D. Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero Independiente)	76	71
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo)	76	76
D ^a Isabel Sanchez García (Consejera Independiente)	72	76
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	51	-
D ^a Rosa Rodríguez Díaz	44	-
Total	3.011	2.693

¹ Durante el ejercicio 2013, el Presidente Ejecutivo percibió una retribución fija de 960 miles de euros y una retribución variable de 576 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; asimismo, percibe dietas por asistencia al Consejo por importe de 64 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 70 miles de euros, sumando todo ello 1.670 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 78 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 197 miles de euros.

² Durante el ejercicio 2013, el Consejero Delegado percibió una retribución fija de 300 miles de euros y una retribución variable de 52 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, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 7 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 100 miles de euros. El Consejero Delegado se encuentra en el periodo de carencia del plan de pensiones, por lo que no ha habido aportación alguna por este concepto.

³ De la cantidad percibida por el Sr. Martínez en 2013, 16 miles de euros corresponden a la retribución por desempeño del cargo de "Consejero Independiente Coordinador" durante el ejercicio 2012, conforme a lo acordado por la Junta General de Accionistas de 30 de marzo de 2012 y que junto con la retribución por el mismo concepto correspondiente a 2013, ha percibido en este último año

30. Otra información referente al Consejo de Administración

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

Así, las participaciones en el capital de las sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad comunicadas al Grupo por los Consejeros a 31 de diciembre de 2013 son los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

Ejercicio 2013

CONSEJERO	SOCIEDAD	Nº ACCIONES	% PARTICIPACIÓN
D. Luis Javier Navarro Vígil	BP, PLC	712	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	IBERDROLA	3.382	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	IBERDROLA	7.472	0,00%

¹ 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, ostenta el 7,5% de la participación indirecta en SAGGAS-Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. a través de su participación directa en la sociedad Infraestructura de Gas.

Los cargos o funciones que ocupan Consejeros del Grupo en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2013 son los siguientes:

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

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

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

31. Garantías

Al 31 de diciembre de 2013 el Grupo tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 57.538 miles de euros, (77.462 miles de euros en el ejercicio 2012). Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 470.000 miles de euros, (490.000 miles de euros en el ejercicio 2012), como garantía de los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones.

El Grupo Enagás mantiene garantías de las obligaciones de empresas del grupo por importe máximo total de 83.997 miles euros (ver nota 28.1).

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

32. Negocios conjuntos

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2013:

Sociedad	País	Actividad	%	%Derechos de Voto controlados por el grupo Enagás.	Valor Neto en libros	Miles de Euros							
						Datos de la Entidad Participada ⁽¹⁾						INCN	Resultado del ejercicio
						Activo		Patrimonio	Pasivo				
L/P	C/P	L/P	C/P										
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	66,96	50,00%	23.744	51.061	8.051	55.931	-	3.181	31.088	12.118	
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	51	50,00%	9.732	22.256	12.169	31.809	-	2.616	21.198	8.804	
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	40	33,33%	44.334	258.717	48.802	96.615	187.856	23.048	51.077	8.745	
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	Holanda/México	Holdering/Regasificación	40	50,00%	41.218	300.183	26.704	116.780	147.696	62.411	64.115	14.199	
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	México	Transporte de Gas	50	50,00%	10.934	108.979	44.196	23.925	89.932	39.318	-	(1.234)	
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	50	50,00%	3	123	23.279	4.345	-	19.056	62.736	4.391	
GNL Quintero, S.A.	Chile	Regasificación	20,4	20,40%	136.645	121.617	782.365	33.102	823.873	47.006	152.536	37.324	
Terminal de Valparaíso, S.A.	Chile	Holdering	51	51,00%	136.386	269.315	9	269.314	-	10	-	7.498	
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascán)	España	Almacenamiento y regasificación	41,94	41,94%	3.535	8.315	9	(1.590)	182	9.732	-	(937)	
EC Soto La Marina SAPI de CV	México	Compresión de Gas Natural	50	50,00%	2.355	-	19.444	4.615	-	14.829	-	(27)	
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	México	Ingeniería y construcción	50	50,00%	2	-	20.791	(154)	-	20.945	17.589	(158)	

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

Tal y como se indica en la Nota 4, 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 establece un compromiso para el Grupo Enagás de adquirir el 100% de la sociedad Gascán.

33. Hechos posteriores

Con fecha 31 de enero de 2014, el Grupo Enagás ha llegado a un acuerdo para la adquisición de la participación del 22,38% que las compañías Hunt y Repsol tienen en la sociedad peruana Transportadora de Gas del Perú (TgP), quedando el mismo condicionado a que el resto de accionistas que ya participan en su accionariado no ejerciten sus derechos de adquisición preferente. Al momento de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se ha concluido el plazo para que dichos accionistas puedan ejercitarlo.

En relación con la Solicitud de Consentimiento de la sociedad del Grupo Enagás Financiaciones, S.A. U., indicado en la Nota 15.1 de la presente memoria, la escritura de modificación de los términos y condiciones ha sido inscrita en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 29 de enero de 2014.

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 2013 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

Anexo I – Sociedades dependientes del Grupo Enagás a 31 de diciembre de 2013

Sociedad	País	Actividad	%	% Derechos de Voto controlados por el Grupo Enagás.	Capital Social
Enagás Transporte, S.A.U.	España	Regasificación, almacenamiento y transporte de Gas	100	100,00%	300.000.000 Euros
Enagás GTS, S.A.U.	España	Gestión Técnica del Sistema gasista.	100	100,00%	7.282.864 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	3.937 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100	100,00%	60.000 Euros
Enagás Altamira, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	8.888.273 Dólares
Enagás Transporte del Norte S.L.	España	Transporte de Gas	90	90,00%	38.501.045 Euros
Enagás Chile I, S.P.A.	Chile	Holding	100	100,00%	23.243.152 Dólares
Enagás Chile II, Limitada	Chile	Holding	100	100,00%	184.974.292 Dólares

INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

I.-Evolución del Grupo en 2013

El beneficio neto se sitúa en 403.183 miles de euros con un incremento del 6,2% con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 1.278.603 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 2013.

En relación con la actividad en España, a lo largo de 2013 se ha mantenido la integridad de la Red Básica de Regasificación, Almacenamiento y ha aumentado la Red Básica de Transporte de gas natural con la adquisición de Enagás Transporte del Norte, S.L., atendiendo la demanda en todo momento.

La demanda nacional de gas natural registró un descenso del 8% respecto al ejercicio anterior. Dicho descenso fue provocado por el menor consumo de gas de las centrales de generación eléctrica, que se redujo un 33% respecto al registrado en 2012 mientras que las entregas de gas a los sectores industrial y residencial se redujeron en un 0,5% registrando 277 TWh.

En 2013, el tránsito de gas por el sistema gasista (que abarca tránsito a Portugal, exportaciones de gas en forma de recarga y exportaciones) se incrementaron en un 23%, hasta alcanzar los 66 TWh.

Como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación, importando gas de once orígenes diferentes, y por primera vez desde hace trece años se invirtió la composición de los suministros a España siendo el 54% de estas importaciones en forma de GN y el 46% en forma de GNL, a través de las plantas de regasificación.

El Sistema Gasista Español se enfrenta en los próximos años al reto de conseguir la adecuación y armonización de la operación integrada en Europa, con nuevos modelos de contratación (CAM- CMP), así como la implementación de los procesos necesarios para la integración de los mercados diarios de gas (Gas Target Model). Además, se deberá avanzar en la cooperación regional indicada en el Reglamento UE 994/2010, relativo a la seguridad de suministro.

Las inversiones durante el 2013 en inmovilizado material e intangible alcanzaron la cifra de 531,4 millones de euros, y la cifra de activos puestos en operación fue de 546 millones de euros.

Con fecha 27 de diciembre de 2012 fue aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la Orden Ministerial IET2812/2012 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 para el ejercicio 2013. En este sentido, los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2014 han sido aprobados por la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

En relación con las emisiones de CO₂, Enagás ha reducido en un 9% las emisiones en sus instalaciones asociadas a autoconsumos de gas natural, consumos eléctricos y venteos respecto al objetivo fijado para 2013.

Los fondos propios del Grupo Enagás se sitúan en 2.118.427 miles de euros siendo el patrimonio neto de 2.139.375 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre ascendía al 72%, siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda neta a 31 de diciembre de 2013 de 5,7 años.

Durante el año 2013 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 Zarza de Tajo- Yela .
- Gasoducto Martorell – Figueras.
- Gasoducto Musel - Llanera.
- Gasoducto Bilbao Treto.
- Instalaciones de regasificación e instalaciones para carga GNL buques metaneros en Planta de El Musel.
- Tercer tanque de almacenamiento en planta de Bilbao.

Asimismo, en 2013, la compañía adquirió el 90% de Naturgás Energía Transporte, S.A., con lo que incorporó a sus instalaciones 450 km de gasoductos de alta presión y la conexión internacional de Irún. Naturgás Energía Transporte, S.A. ha pasado a denominarse Enagás Transporte del Norte, S.L.

Con todo, a finales de diciembre de 2013 la infraestructura gasista del Grupo Enagás integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

- Más de 10.000 kilómetros de gasoductos por todo el territorio español.
- Tres almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara) y Gaviota (Vizcaya).
- Tres plantas de regasificación en Cartagena, Huelva y Barcelona. Así mismo, se ha terminado en el ejercicio 2013 la construcción de la planta de Gijón.
- Asimismo, es propietaria del 40% de la Planta de Regasificación de BBG (Bilbao), del 40% de la Planta de Altamira (Méjico), y del 20,4% de la planta de Bahía de Quintero (Chile).

II.-Principales riesgos del negocio

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

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

1. Riesgo de Negocio

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

Dentro de esta tipología de riesgo tiene una especial relevancia el riesgo regulatorio que es aquel ligado al marco regulador en el que se realizan las actividades del negocio.

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

2. Riesgo de Contraparte

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

El Grupo Enagás califica el riesgo de Crédito o de Contraparte en las evaluaciones realizadas durante el 2013 como aceptable, dado que realiza transacciones con empresas de reconocida solvencia de acuerdo con las calificaciones de agencias de "rating" crediticias.

La información relativa a la gestión de riesgos de contraparte se detalla en la Nota 17 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

3. Riesgo Financiero

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

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la Nota 17 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

4. Riesgo Operacional

Durante la operación del Grupo Enagás se pueden producir pérdidas de valor o resultados derivados de los eventos causados por la inadecuación o fallos provenientes de los procesos, los recursos humanos, los equipos físicos, sistemas informáticos o derivados de factores externos.

El Grupo Enagás ha identificado como riesgo operacional relevante: Infraestructuras, equipos y sistemas; Mala calidad o interrupción del servicio; Proveedores, outsourcing y otros agentes; Prácticas de negocio e incumplimientos regulatorios; Prácticas del empleo y seguridad en el trabajo, y Daños al medio ambiente y a terceras personas.

Con una periodicidad anual, el Grupo Enagás identifica las actividades de control que permiten dar una respuesta adecuada y oportuna a los riesgos. Entre las actividades de control definidas destacamos: la aplicación de determinadas políticas y procedimientos internos, establecimiento de límites y autorizaciones, análisis periódico, definición de indicadores de calidad, Certificaciones en Calidad, Prevención y Medio Ambiente, etc.

5. Riesgo de Responsabilidad Penal

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

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

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

6. Riesgo Reputacional

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

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

El Grupo Enagás ha identificado como relevante aquel Riesgo Reputacional que proviene del efecto de la materialización de ciertos riesgos: Operacionales (prácticas de negocio incorrectas, filtración de información confidencial, fraude externo e incumplimientos Regulatorios y Legales), de Negocio (obsolescencia de infraestructuras, equipos y sistemas).

En el proceso de medición del Riesgo Reputacional se ha considerado relevante el efecto multiplicador que la materialización del Riesgo de Responsabilidad Penal tendría sobre el Riesgo Reputacional.

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

III.-Utilización de instrumentos financieros

El Consejo de Administración 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.

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 2013 el 72% 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 2,4% con respecto al año 2013, teniendo en cuenta que los resultados están afectados por la modificación normativa contable (NIIFs 10 y 11) por la que BBG y Altamira pasan a consolidarse por la puesta en equivalencia, aportando únicamente al beneficio después de impuestos.

El Grupo Enagás contempla realizar para el año 2014 inversiones por valor de 625 millones de euros (en términos de enterprise value), de las cuales se espera que un 65% sean destinadas a nuevas adquisiciones internacionales y un 35% a activos regulados en España.

V.-Actividades de investigación y desarrollo

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por el Grupo durante 2013 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 2013 han sido:

- a) **Producción (GNL):** Ha continuado la difusión de la aplicación "MOLAS", que incluye los modelos físicos y estadísticos para conocer el envejecimiento del GNL y la variación de sus propiedades durante su transporte en barco. Dentro de esta área se está desarrollando una nueva técnica para la mejor de la Toma de Muestras de GNL para la determinación de la calidad del GNL durante la carga de cisternas. Se está elaborando la ingeniería de una instalación para generar energía eléctrica aprovechando los saltos de presión de las emisiones de gas en la Planta de Barcelona. Continúa el desarrollo de un proyecto para conocer las nuevas tecnologías en la distribución de GNL a escala reducida.
- b) **Transporte:** Se ha extendido el estudio de las repercusiones operativas que pueden derivarse del transporte conjunto de gas natural y cantidades moderadas de hidrógeno en los gasoductos; así como de la posible conversión del hidrógeno excedentario en metano. Se ha iniciado un proyecto europeo para la mejora de la evaluación cuantitativa de las fugas de gas en redes de transporte de gas. Se han iniciado los estudios para evaluar el impacto de los venteos operativos de gas en las redes. Se han actualizado los estudios y modelos de simulación para calcular las distancias de seguridad entre gasoductos paralelos.
- c) **Operación:** Se ha modificado sustancialmente la Aplicación de Planificación y Optimización Logística SPOL que permite gestionar el conjunto de las instalaciones de la red optimizando el funcionamiento general del sistema, para tener en cuenta las condiciones de operación extraordinarias que se han producido últimamente. Asimismo, se ha probado con datos operativos reales la determinación de calidad del gas transportada en la red de gasoductos mediante simulación.
- d) **Seguridad:** Se ha continuado con el desarrollo de diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoductos, plantas de GNL y AASS.
- e) **Medición:** Se están llevando a cabo diversas actuaciones para mejorar las técnicas cromatográficas y de medida de distintos componentes del gas natural. Han continuado varias actuaciones para la medida y determinación del punto de rocío de agua e hidrocarburos en el gas natural tanto en laboratorio como en campo. Se están llevando a cabo estudios para la mejora de la incertidumbre de los laboratorios de medida de caudal de gas. Se están realizando ensayos para evaluar la aplicación de MUS en ERM. Se están aplicando técnicas de simulación de flujo (CFD) para la mejora de la precisión en Estaciones de Medición.
- f) **Proyectos de Interés General:** Se ha llevado a cabo el montaje de la instalación de Trigeneración en el Centro Tecnológico de Zaragoza que permitirá suministrar calor, frío y electricidad a las diversas dependencias de nuevo CPD, CPC, Laboratorios y Oficinas del Centro.
- g) **Otros asuntos:** Se está desarrollando una campaña de contactos con otras empresas energéticas y asociaciones de interés general con objeto de promover la mejora de las actividades de I+D+i, con objeto de intercambiar información y tecnologías.

VI.-Operaciones con acciones propias

El Grupo no ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2013.

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

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

Capital de la sociedad dominante:

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

Todas las acciones pertenecen a una única clase.

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

No existen restricciones a la transmisibilidad de las acciones.

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

Participaciones significativas (excluidos consejeros):

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
KUTXABANK, S.A.(*)	0	11.936.713	5,000
FIDELITY INTERNATIONAL LIMITED	0	4.710.880	1,973
RETAIL OEICS AGGREGATE	0	2.410.274	1,010

(*) 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
KARTERA 1, S.L.	11.936.713	5,000
Total	23.873.415	10,000

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
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
DOÑA TERESA GARCÍA MILÁ LLOVERAS	1.500	0	0,001
MR. SULTAN HAMED KHAMIS AL BURTAMANI	1	0	0
DON DIONISIO MARTÍNEZ MARTÍNEZ	2.010	0	0,001
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL	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
TOTAL	12.000.295	7.075	5,030

(*) 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.

El artículo 6 bis ("Limitación a la participación en el capital social y al ejercicio de los derechos políticos") de los Estatutos Sociales se modificó en Junta General Extraordinaria celebrada el 31 de octubre de 2007 para adaptarlo a lo previsto en la Ley 12/2007, de 2 julio.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, da nueva redacción a la Disposición Adicional Vigésima de la citada Ley 34/1998 por la que se atribuye a Enagás, S.A. la condición de Gestor Técnico del Sistema Gasista y se establecen limitaciones a la participación en su capital. La nueva redacción de la citada Disposición Adicional es la siguiente:

"Disposición Adicional Vigésima. Gestor Técnico del Sistema.

La empresa ENAGAS, Sociedad Anónima, asumirá las funciones, derechos y obligaciones del Gestor Técnico del sistema gasista. (...)

Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la empresa responsable de la gestión técnica del sistema, en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013 Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

Por su parte, la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 12/2007, de 2 de julio dispone que antes de que transcurran cuatro meses desde la entrada en vigor de la Ley, la sociedad Enagás, S.A. procederá a la adaptación de sus estatutos a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo la Disposición Transitoria Segunda de la Ley 12/2007, de 2 de julio:

"Disposición Transitoria Segunda. Gestor Técnico del sistema gasista.

Los derechos de voto correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de ENAGÁS, Sociedad Anónima, excediendo de los porcentajes máximos señalados en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, quedarán en suspenso desde la entrada en vigor de la presente disposición.

La Comisión Nacional de Energía estará legitimada para el ejercicio de las acciones legales tendientes a hacer efectivas las limitaciones impuestas en este precepto".

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

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

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

A los efectos de computar la participación en el accionariado de la Sociedad se estará a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos".

e) Los pactos parasociales.

No hay constancia de la existencia de pactos parasociales entre los accionistas de la Sociedad.

f) Las normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de estatutos de la Sociedad.

Disposiciones estatutarias que afectan al nombramiento y sustitución de miembros del órgano de administración:

ARTÍCULO 35º. – COMPOSICIÓN DEL CONSEJO.

La Sociedad estará regida y administrada por el Consejo de Administración, al que corresponderá colegiadamente la representación de la Sociedad, en juicio y fuera de él. La representación se extenderá, sin limitación alguna de facultades, a todos los actos comprendidos en el objeto social.

El Consejo de Administración estará integrado por 6 miembros, como mínimo, y 17 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 los que se hallen en cualquiera de las situaciones a que se refiere el artículo 124 del Texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

ARTÍCULO 37º.- CARGOS.

El Consejo de Administración designará a su Presidente, y en su caso, un Vicepresidente, el que hará en defecto de aquél sus veces. A falta de Vicepresidente sustituirá al Presidente el Consejero de más edad.

Compete, asimismo, al Consejo de Administración la designación de Secretario, pudiendo nombrar, además un Vicesecretario, que en defecto de aquél hará sus veces, los que podrán no ser Consejeros. En defecto de ambos hará las veces de Secretario el Consejero de menos edad.

Disposiciones del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración (aprobado por el Consejo de Administración el 29 de marzo de 2007):

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: Aquellos 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.

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 Anónimas 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 y Retribuciones. 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:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013
Grupo Enagás.-

- a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese de esa relación.
- b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa. No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.
- c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del auditor externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de Enagás, S.A. o de cualquier otra sociedad de su Grupo.
- d) Sean consejeros ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de Enagás, S.A. sea consejero externo.
- e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con Enagás, S.A. o cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación. Se considerarán relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.
- f) Sean accionistas significativos, consejeros ejecutivos o altos directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los 3 últimos años, donaciones significativas de Enagás, S.A. o de su Grupo. No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.
- g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta el segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.
- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- 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 y Retribuciones, encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo de los Consejeros propuestos durante el mandato precedente, informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de Consejeros que el Consejo de Administración decida presentar a la Junta General.

Con carácter general, deberá procurarse una adecuada rotación de los Consejeros Independientes. Por dicha razón, cuando se proponga la reelección de alguno de ellos, será preciso que se justifique la concurrencia de las circunstancias que aconsejen su continuidad. Los Consejeros Independientes no permanecerán como tales durante un período continuado superior a doce años.

ARTÍCULO 12.- CESE DE LOS CONSEJEROS.

1.- Los Consejeros cesarán en el cargo una vez celebrada la primera Junta General desde que haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos Sociales y el presente Reglamento.

2.- Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legalmente previstos.
- b) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros.
- c) Cuando puedan poner en riesgo los intereses de la Sociedad o perjudicar su crédito y reputación. Si un Consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examinará el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decidirá 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 la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción del capital social, la transformación, fusión o escisión de la Sociedad, y en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesario en primera convocatoria la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

g) Los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.

El único miembro del Consejo de Administración que dispone de poderes de representación de la Sociedad es su Presidente D. Antonio Llardén Carratalá, a quien el Consejo de Administración otorgó los poderes que constan en la escritura pública otorgada el 9 de febrero de 2007 ante el Notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, con el número 324 de su protocolo y que constan inscritos en el registro Mercantil de Madrid Tomo 20.090; Libro 0; Folio 172, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 668. Aunque dichos poderes comprenden amplias facultades de representación no incluyen la posibilidad de emitir o recomprar acciones de la Sociedad.

Con independencia de ello se encuentra en vigor el acuerdo 10º adoptado por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2007 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 153 b) de la Ley de Sociedades Anónimas, 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 la 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. Asimismo, se faculta al Consejo de Administración para excluir el derecho de suscripción preferente en los términos del artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas”.

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2013

Grupo Enagás.-

La Sociedad tiene suscrito con el Presidente Ejecutivo y con siete de sus directivos contratos que incluyen cláusulas indemnizatorias expresas.

En todos los casos dichas cláusulas son de aplicación en los casos de extinción a instancias de la sociedad, despido disciplinario improcedente; despido por causas objetivas del art. 52 del Estatuto de los Trabajadores o decisión del directivo con fundamento en alguno de los motivos del art. 50 de los Estatutos de los Trabajadores y la resolución se declare justificada por conciliación entre las partes, Sentencia judicial, Laudo Arbitral o Resolución del Órgano Administrativo competente. No se aplican cuando la resolución se debe a decisión unilateral del Directivo sin expresión de causa alguna.

Todos estos contratos han sido aprobados por el Consejo de Administración.

VIII.-Hechos posteriores

Con fecha 31 de enero de 2014, el Grupo Enagás ha llegado a un acuerdo para la adquisición de la participación del 22,38% que las compañías Hunt y Repsol tienen en la sociedad peruana Transportadora de Gas del Perú (TgP), quedando el mismo condicionado a que el resto de accionistas que ya participan en su accionariado no ejerciten sus derechos de adquisición preferente. Al momento de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se ha concluido el plazo para que dichos accionistas puedan ejercitarlo.

En relación con la Solicitud de Consentimiento de la sociedad del Grupo Enagás Financiaciones, S.A. U., indicado en la Nota 15.1 de la presente memoria, la escritura de modificación de los términos y condiciones ha sido inscrita en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 29 de enero de 2014.

No se han producido otros acontecimientos importantes que afecten significativamente a las Cuentas Anuales del Grupo que hayan tenido lugar desde el cierre al 31 de diciembre de 2013 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 17 de febrero de 2014, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital y del artículo 37 del Código de Comercio, formuló las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013, el cual viene constituido por los documentos anexos que preceden a este escrito, rubricados por el Secretario y con el sello de la Sociedad.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD. A los efectos dispuestos en el artículo 8.1.b) del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, los administradores firmantes declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las cuentas anuales consolidadas, elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados del Grupo y que el Informe de Gestión incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición del Grupo, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan. Asimismo declaran que no les consta que los administradores que no firman hayan mostrado disconformidad respecto de las cuentas anuales consolidadas y el informe de gestión.

Presidente

D. Antonio Llardén Carratalá

Consejero Delegado

D. Marcelino Oreja Arburúa

Consejeros

Mr Sultan Al Burtamani

D. Jesús David Álvarez Mezquíriz

Sociedad Estatal de Participaciones Industriales-SEPI
(Representada por D. Federico Ferrer Delso)

Dña. Teresa García-Milá Lloveras

D. Miguel Ángel Lasheras Merino

D. Dionisio Martínez Martínez

D. Luis Javier Navarro Vigil

D. Martí Parellada Sabata

D. Ramón Pérez Simarro

D. José Riva Francos

Dña. Isabel Sánchez García

Dña. Rosa Rodríguez Diaz

D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista