

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Enagás, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Enagás, S.A. (la Sociedad Dominante) y sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2015, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado total de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los Administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

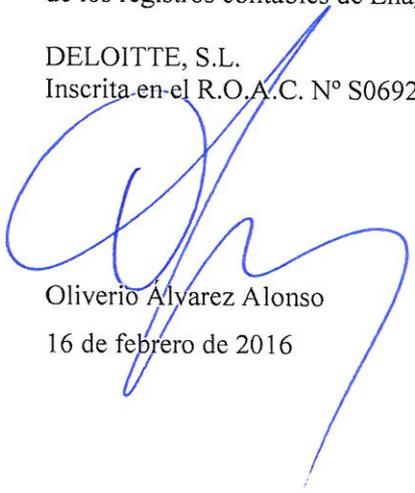
Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Enagás, S.A. y sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2015, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2015 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad Dominante consideran oportunas sobre la situación de Enagás, S.A. y sociedades dependientes, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015. 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

16 de febrero de 2016

ENAGÁS, S.A.
y
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas
a 31 de Diciembre de 2015

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en miles de euros)

<u>Activo</u>	Notas	31.12.2015	31.12.2014
ACTIVOS NO CORRIENTES		7.072.033	6.652.652
Activos intangibles	5	80.286	77.769
Fondo de comercio		25.812	17.521
Otros activos intangibles		54.474	60.248
Propiedades de inversión	8	24.970	25.080
Propiedades, planta y equipo	6	5.183.400	5.336.848
Inversiones contabilizadas por método de participación	9 y 33	1.191.105	740.636
Otros activos financieros no corrientes	9	518.837	399.906
Activos por impuestos diferidos	22	73.435	72.413
ACTIVOS CORRIENTES		679.885	1.059.207
Existencias	10	16.881	15.686
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	9 y 11	426.404	484.469
Otros activos financieros corrientes	9	7.521	3.220
Otros activos corrientes		4.451	4.383
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	12	224.628	551.449
TOTAL GENERAL		7.751.918	7.711.859
<hr/>			
<u>Pasivo</u>	Notas	31.12.2015	31.12.2014
PATRIMONIO NETO		2.391.572	2.260.316
FONDOS PROPIOS	13	2.318.911	2.218.514
Capital suscrito		358.101	358.101
Reservas		1.674.200	1.578.022
Resultado del ejercicio		412.662	406.533
Dividendo activo a cuenta		(126.052)	(124.142)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	13	58.226	27.555
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	13	14.435	14.247
PASIVOS NO CORRIENTES		4.716.391	4.272.494
Provisiones no corrientes	15	167.024	163.340
Pasivos financieros no corrientes	16	4.192.752	3.735.091
Deudas con empresas vinculadas		17	11
Pasivos por impuestos diferidos	22	306.059	318.001
Otros pasivos no corrientes	17	50.539	56.051
PASIVOS CORRIENTES		643.955	1.179.049
Pasivos financieros corrientes	16	402.754	943.241
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	16 y 20	241.201	235.808
TOTAL GENERAL		7.751.918	7.711.859

Las Notas 1 a 34 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2015

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2015	31.12.2014
Importe Neto de la Cifra de Negocios	23	1.196.366	1.206.192
Ingresos por actividades reguladas		1.159.494	1.185.103
Ingresos por actividades no reguladas		36.872	21.089
Otros ingresos de explotación	23	25.233	20.989
Gastos de personal	24	(96.301)	(84.695)
Otros gastos de explotación	24	(224.948)	(202.803)
Dotaciones a amortizaciones	5 y 6	(289.787)	(314.900)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	6 y 8	(8.600)	(35.166)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		601.963	589.617
Ingresos financieros e ingresos asimilados	25	14.797	12.087
Gastos financieros y gastos asimilados	25	(108.447)	(126.366)
Diferencias de cambio (Netas)	25	630	8.542
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	25	2.090	231
RESULTADO FINANCIERO NETO		(90.930)	(105.506)
Resultado de las inversiones contabilizadas por método de participación	33	46.235	11.160
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		557.268	495.271
Impuesto sobre las ganancias	22	(143.587)	(87.627)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		413.681	407.644
Resultado atribuible a minoritarios	13	(1.019)	(1.111)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		412.662	406.533
Atribuible a :			
Sociedad Dominante		412.662	406.533
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	14	1,73	1,70
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	14	1,73	1,70

Las Notas 1 a 34 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados Consolidada al 31 de diciembre de 2015

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en miles de euros)

	31.12.2015	31.12.2014
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	413.681	407.644
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:	21.721	17.241
Partidas que podrán ser reclasificadas a resultados	-	-
De sociedades contabilizadas por el método de integración global	(55.226)	(48.854)
Por coberturas de flujos de efectivo	(15.656)	(7.944)
Por diferencias de conversión	(43.484)	(42.973)
Efecto impositivo	3.914	2.063
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	76.947	66.095
Por coberturas de flujos de efectivo	(2.562)	(12.705)
Por diferencias de conversión	78.842	75.579
Efecto impositivo	667	3.221
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	8.950	3.272
De sociedades contabilizadas por el método de integración global	7.435	7.277
Por coberturas de flujos de efectivo	10.326	10.391
Efecto impositivo	(2.891)	(3.114)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	1.515	(4.005)
Por coberturas de flujos de efectivo	2.338	(5.148)
Efecto impositivo	(823)	1.143
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS	444.352	428.157
Atribuidos a intereses minoritarios	1.019	1.111
Atribuidos a la entidad dominante	443.333	427.046

Las Notas 1 a 34 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado al 31 de diciembre de 2015

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en miles de euros)

	Capital	Prima de Emisión y reservas	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Intereses socios minoritarios	Total Patrimonio neto
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.477.226	403.183	(120.083)	7.042	13.906	2.139.375
Ajustes por cambios de criterio 2013	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2013	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.477.226	403.183	(120.083)	7.042	13.906	2.139.375
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	406.533	-	20.513	1.111	428.157
Operaciones con accionistas	-	-	(182.304)	(124.142)	-	(770)	(307.216)
- Distribución de dividendos	-	-	(182.304)	(124.142)	-	(770)	(307.216)
Otras variaciones del patrimonio neto	-	100.796	(220.879)	120.083	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	(220.879)	-	-	-	(220.879)
- Otras variaciones	-	100.796	-	120.083	-	-	220.879
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.578.022	406.533	(124.142)	27.555	14.247	2.260.316
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2015	358.101	1.578.022	406.533	(124.142)	27.555	14.247	2.260.316
Ajustes por cambios de criterio 2014	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2014	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2014	358.101	1.578.022	406.533	(124.142)	27.555	14.247	2.260.316
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	412.662	-	30.671	1.019	444.352
Operaciones con accionistas	-	-	(186.213)	(126.052)	-	(831)	(313.096)
- Distribución de dividendos	-	-	(186.213)	(126.052)	-	(831)	(313.096)
Otras variaciones del patrimonio neto	-	96.178	(220.320)	124.142	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	(220.320)	-	-	-	(220.320)
- Otras variaciones	-	96.178	-	124.142	-	-	220.320
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2015	358.101	1.674.200	412.662	(126.052)	58.226	14.435	2.391.572

Las Notas 1 a 34 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado total de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2015

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
(Expresado en miles de euros)

	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	557.268	495.271
Ajustes al resultado consolidado	338.975	432.685
Amortización de activos fijos	289.787	314.900
Otros ajustes al resultado	49.188	117.785
Variación del capital circulante operativo	(23.085)	(80.598)
Existencias	(1.195)	(548)
Deudores y otras cuentas a cobrar	(4.817)	(100.041)
Otros activos y pasivos corrientes	344	(1.282)
Otros activos y pasivos no corrientes	(1.221)	(1.101)
Acreedores y otras cuentas a pagar	(16.196)	22.374
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(246.139)	(290.736)
Pagos de intereses	(114.653)	(118.226)
Cobros de intereses	10.898	8.262
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(143.656)	(190.239)
Otros cobros /(pagos)	1.272	9.467
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	627.019	556.622
Pagos por inversiones	(539.154)	(706.795)
Empresas del grupo y asociadas	(412.843)	(531.138)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(121.159)	(140.343)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	-	(35.314)
Otros activos financieros	(5.152)	-
Cobros por desinversiones	8.944	37.038
Empresas del grupo y asociadas	8.944	-
Activos no corrientes mantenidos para la venta	-	37.038
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión	46.568	32.878
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	46.568	32.878
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(483.642)	(636.879)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(157.410)	603.766
Emisión	1.518.407	2.173.729
Devolución y amortización	(1.675.817)	(1.569.963)
Pagos por dividendos	(313.097)	(307.215)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(470.507)	296.551
EFFECTO DE CAMBIO EN MÉTODO DE CONSOLIDACIÓN	-	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	309	142
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	(326.821)	216.436
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	551.449	335.013
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	224.628	551.449

Las Notas 1 a 34 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2015

1. Actividad del Grupo

La sociedad dominante Enagás, S.A. es una sociedad constituida en España con fecha 13 de julio de 1972 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 mantenimiento 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 y 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.Enagás.es y en su domicilio social pueden consultarse los Estatutos Sociales y demás información pública sobre la Sociedad y su Grupo.

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

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2015, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

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

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

2.1. Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2015 del Grupo Enagás han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad Dominante y por las restantes entidades integradas en el Grupo, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF"), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

En la elaboración de las cuentas anuales consolidadas se han tenido en consideración la totalidad de los principios y normas contables y de los criterios de valoración de aplicación obligatoria de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2015, 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 2014 del Grupo Enagás que se incluyen a efectos comparativos también han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las NIIF adoptadas por la Unión Europea, de forma consistente con las aplicadas en ejercicios anteriores, excepto por las Normas e Interpretaciones que han entrado en vigor durante el ejercicio 2015 y que resultan de aplicación para el Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2015 han sido formuladas por los Administradores en su reunión del Consejo de Administración celebrada el día 15 de febrero de 2016. En cuanto a las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014, fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A., celebrada el 27 de marzo de 2015, siendo depositadas posteriormente en el Registro Mercantil de Madrid.

En la Nota 2.4, 2.6 y 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 2015.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2015 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por sus Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

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

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2015 sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el

futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en la Cuenta de Resultados Consolidada, tal y como se establece en la NIC 8.

2.3 Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2015 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- El 23 de enero de 2015, se constituyó la sociedad Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V. por importe de 50 miles de pesos mexicanos (3 miles de euros). Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en México, es participada al 50% por Enagás Internacional, S.L.U. y al 50% por Elecnor, S.A. Enagás Internacional, S.L.U. posee control conjunto sobre esta sociedad, ya que las decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas relevantes, de las actividades de esta sociedad necesitan el acuerdo unánime de los socios, que ejercen control conjunto sobre la misma por lo que se consolida conforme al método de la participación.
- Con fecha 29 de enero de 2015, Enagás Transporte, S.A.U., adquirió por 7.568 miles de euros, el 58,06% de la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (en adelante, Gascan) a Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (47,18%) y a la Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias, S.A. (10,88%). Asimismo, se subrogaron los préstamos otorgados a la sociedad por los anteriores socios por importe de 1.421 miles de euros. Con esta adquisición el Grupo Enagás, pasa a tener el control de la sociedad, dado que anteriormente ya poseía el 41,94% de las participaciones de la misma, y da cumplimiento a lo establecido en el artículo 6 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía y suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE núm. 260, de 30 de octubre de 2013) en el que se establece que la titularidad de las instalaciones de regasificación de gas natural en el ámbito del archipiélago canario debe pertenecer al grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema. Hasta la fecha, la participación que ostentaba el Grupo Enagás sobre Gascan se consolidaba por el método de la participación. A partir del 2 de febrero 2015, el Grupo ha comenzado a integrarse globalmente los activos y pasivos de la sociedad (véase Nota 7).
- El 5 de marzo de 2015, Enagás Transporte, S.A.U. adquirió un 10% de las participaciones de Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (en adelante, BBG) al fondo gestionado por Deutsche Asset & Wealth Management por un importe de 11.600 miles de euros, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones administrativas. Como resultado de esta operación, BBG pasa a estar participada en un 50% por Enagás Transporte, S.A.U. y en un 50% por el Ente Vasco de la Energía (en adelante, EVE), manteniéndose la situación de control conjunto con el EVE al requerirse el voto favorable de ambos para la adopción de las decisiones estratégicas relevantes de la sociedad, tanto financieras como de operación de la compañía, por lo que continúa consolidándose conforme al método de la participación.
- Con fecha 21 de marzo de 2015, Enagás Internacional, S.L.U. y Fluxys Europe, B.V. firmaron un contrato de compraventa para la adquisición del 100% de la participación de la sociedad sueca Knubbsäl Topholding AB, por importe de 500 miles de coronas suecas (en adelante, SEK) (54 miles de euros) que fueron desembolsados al 50% por cada socio.

Posteriormente, Knubbsäl Topholding AB amplió su capital social en 1.788.600 miles de SEK (190.898 miles de euros) que desembolsaron Enagás Internacional, S.L.U. y Fluxys Europe, B.V. al 50% cada socio. Adicionalmente, Knubbsäl Topholding contrató un préstamo puente con garantía corporativa de los accionistas por importe de 3.750.000 miles de coronas suecas (400.350 miles de euros), que fue refinanciado en julio de 2015 por un préstamo con garantía del Grupo Swedegas, cancelando por tanto las garantías concedidas por los accionistas. De este modo, Knubbsäl Topholding adquirió el 100% de la participación de Narob Holding AB a EQT Infraestructure Limited, por un precio de adquisición de 2.884.280 miles de coronas suecas (307.926 miles de euros).

Narob Holding AB es el titular indirecto del 100% de las participaciones de Swedegas AB, compañía propietaria de la totalidad de la red de gasoductos de alta presión de Suecia, operadora del sistema

gasista sueco y cuenta con la certificación europea de Transmission System Operator (TSO). El cierre de la operación se formalizó el 15 de abril de 2015. Por tanto, el capital desembolsado por Enagás Internacional, S.L.U. en el Grupo Swedegas asciende a 894.550 miles de coronas suecas (95.476 miles de euros).

Al participar Enagás Internacional, S.L.U. directamente en el 50% de Knubbsäl Topholding AB e indirectamente por el mismo porcentaje en Swedegas AB, tiene junto a Fluxys Europe, B.V. el control conjunto sobre dichas sociedades al requerirse el voto favorable de ambos socios para la adopción de las decisiones estratégicas, tanto financieras como de operación. Por tanto, la participación se consolida dentro del Grupo Enagás por el método de la participación.

- Con fecha 8 de junio de 2015, Enagás Transporte, S.A.U., una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes, hizo efectiva la adquisición al fondo gestionado por Deutsche Asset & Wealth Management del 60% de la participación de la sociedad Iniciativas de Gas, S.L., quien a su vez es propietaria del 50% de la Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (en adelante, Saggas). El precio de adquisición de la operación asciende a 47.933 miles de euros en concepto de adquisición de acciones. Asimismo, se subrogó en un crédito participativo por importe de 13.067 miles de euros. Una vez cerrada la operación, la estructura societaria de Saggas queda repartida al 50% entre Infraestructuras de Gas, S.A. e Iniciativas de Gas, S.L., lo que supone una participación indirecta del Grupo Enagás sobre Saggas del 30%. Al requerirse el voto favorable de Enagás Transporte, S.A.U. en la adopción de decisiones estratégicas relevantes, tanto financieras como de operación, de Iniciativas de Gas, S.L., y a su vez de Saggas, existe una situación de control conjunto, consolidándose así las participaciones mediante el método de la participación.
- Con fecha 16 de julio de 2015, y una vez cumplido el plazo para ejercer el derecho de suscripción preferente no siendo ejercido por ningún otro socio, se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás Internacional, S.L.U., de un 4,34% de participación adicional en la sociedad Transportadora de Gas del Perú, S.A. (en adelante, TgP) por un importe total de 97.464 miles de dólares (88.946 miles de euros) a SK Innovation Co, LTD y a Corporación Financiera de Inversiones (3,94% y 0,40%, respectivamente). Teniendo en cuenta que Enagás Internacional, S.L.U. ya ostentaba una participación del 20%, la participación total del Grupo sobre TgP tras la operación es del 24,34%, manteniéndose la situación de influencia significativa sobre la sociedad y, por tanto, se seguirá realizando la consolidación conforme al método de la participación.
- El 16 de septiembre de 2015, se inscribió en el Registro Mercantil la fusión de Enagás-Altamira, S.L.U. y Enagás Internacional, S.L.U., titular del 100% de las acciones de la misma, con carácter retroactivo a 1 de enero de 2015. Como resultado de la operación, los activos y pasivos de Enagás-Altamira, S.L.U. a 31 de diciembre de 2015 se integran en los Estados Financieros de Enagás Internacional, S.L.U.
- Con fecha 2 de noviembre de 2015, mediante Junta General de Accionistas, se acordó una ampliación de capital en la sociedad Gasoducto del Sur Peruano, S.A. (en adelante, GSP) que incorporó al Grupo Graña y Montero, a través de la sociedad Negocios de Gas, S.A., como accionista de la sociedad. La estructura accionarial resultado de dicha operación queda compuesta por Inversiones en Infraestructura de Transporte por Ductos, S.A.C. (Grupo Odebrecht) con un 55% de participación del capital social, Negocios de Gas, S.A. con un 20% y Enagás Internacional, S.L.U. que mantiene el 25% de la participación social que ya ostentaba. La entrada de un nuevo socio en la estructura accionarial de GSP supone el requerimiento de mayorías reforzadas para la toma de las decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, de las actividades relevantes, pasando a contar Enagás Internacional, S.L.U. con influencia significativa. Esto no supone cambio de método de consolidación, manteniéndose su integración en los Estados Financieros Consolidados del Grupo Enagás conforme al método de la participación.
- El 16 de noviembre de 2015, se constituyó la sociedad Enagás U.S.A., LLC. por importe de 1.888 miles de dólares (1.780 miles de euros). Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en Estados Unidos, es participada al 100% por Enagás Internacional, S.L.U. quien posee control directo sobre la sociedad, integrándose globalmente los activos y pasivos de la sociedad.

2.4 Principios de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incluyen los estados financieros de la Sociedad Dominante, Enagás, S.A. y sus sociedades dependientes, asociadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2015.

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

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

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

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

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

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

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

Por otro lado, se consideran como negocios conjuntos aquellos en los que, también basándose en un acuerdo contractual, se tiene derecho a los activos netos del mismo. Las participaciones en negocios conjuntos se consolidan por el método de la participación. En aquellos casos en los que el Grupo Enagás adquiera el control sobre sociedades previamente considerados como negocios conjuntos, se realizará una nueva estimación del valor razonable de la participación previa en el patrimonio de la entidad a la fecha de adquisición, reconociéndose un ingreso o pérdida en la Cuenta de Resultados Consolidada del periodo (véase Nota 7).

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

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

Los métodos de consolidación del Grupo Enagás se describen a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

a. Se ha seguido 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 U.S.A., L.L.C., Enagás Perú, S.A.C., Enagás México, S.A. de C.V., Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (Gascan) y los Estados Financieros Consolidados del subgrupo Chile, cuya sociedad dominante es la sociedad Enagás Chile, Spa. También se consolida por este método la sociedad Enagás Transporte del Norte, S.L., sociedad participada al 90%, reconociéndose la participación del 10% del Ente Vasco de la Energía en el epígrafe de "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" dentro del Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2015.

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

c. Por último, se ha utilizado el método de la participación para las sociedades: Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V., Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V., Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina, S.A.P.I. de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V., Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C. (en adelante, COGA), Estación de Compresión Soto La Marina O&M, S.A.P.I. de C.V., BBG, Trans Adriatic Pipeline AG (en adelante, TAP), GSP, Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., Knubbsäl Topholding AB que es matriz del subconsolidado del Grupo Swedegas y que incluye la participación indirecta de Swedegas AB, TgP y Saggas. Asimismo, dentro del subconsolidado del que es cabecera la sociedad Enagás Chile, Spa, las participaciones en Terminal de Valparaíso e indirectamente en GNL Quintero, S.A. son integradas mediante este método de consolidación.

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

a. Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación. En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por el método de integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional, se han eliminado los saldos, transacciones y resultados por operaciones con otras compañías del grupo en la proporción en que se efectúa su integración. En cuanto a las pérdidas y ganancias realizadas por operaciones entre empresas del grupo y empresas que se consolidan por el método de participación se ha eliminado el porcentaje de participación que el Grupo posee en estas últimas.

b. 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.

c. 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 U.S.A., L.L.C., Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V., Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V., Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina, S.A.P.I. de C.V., GSP, TgP, Estación de Compresión Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina O&M, S.A.P.I. de C.V., Enagás Perú, S.A.C., Enagás México, S.A. de C.V. y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense. Adicionalmente, COGA tiene como moneda funcional el nuevo sol peruano y Knubbsäl Topholding AB, matriz del subconsolidado del Grupo Swedegas, la corona sueca (SEK).

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

- Las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de los activos netos, se reconocerán como componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado "Ajustes por cambio de valor", denominándose "Diferencias de Conversión".

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro, o en caso de enajenaciones producidas por pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto relacionadas con dicha sociedad, se reconocerán en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el efecto derivado de dicha enajenación.

Los tipos de cambio con respecto al euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo han sido en los ejercicios 2015 y 2014:

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2015	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2015
Dólar estadounidense	1,11035	1,08683
Nuevo Sol Peruano	3,58057	3,78290
Corona sueca	9,35839	9,18248

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

El efecto de la aplicación del proceso de conversión a los activos netos de las sociedades cuya moneda funcional es el dólar en los principales epígrafes de los Estados Financieros Consolidados del Grupo es el siguiente:

	Miles de euros			Conversión a Dólares
	Total Consolidado	Aportación Sociedades moneda funcional Euro	Aportación Sociedades moneda funcional Dólar	
Otros activos financieros no corrientes	518.837	390.744	128.093	139.215
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	426.404	418.916	7.488	8.138
Otros activos financieros corrientes	7.521	2.423	5.098	5.541
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	224.628	216.204	8.424	9.155
Pasivos financieros no corrientes	4.192.752	3.868.987	323.765	351.878
Pasivos financieros corrientes	402.754	392.294	10.460	11.368
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	241.201	224.002	17.199	18.693

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

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

e. Método de participación: La inversión se registra inicialmente al coste, y es ajustada posteriormente por la parte correspondiente del inversor de los cambios en los activos netos de la participada. Adicionalmente, los

dividendos recibidos se contabilizan como un menor importe del epígrafe "Inversiones contabilizadas por método de participación".

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

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

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

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

En la Nota 33 se presenta información de los negocios conjuntos del Grupo al cierre del ejercicio 2015.

2.5 Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2014 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos con la información del ejercicio 2015.

2.6 Normas e interpretaciones contables

a. Normas, modificaciones e interpretaciones emitidas vigentes para el presente ejercicio

Las políticas contables adoptadas para la preparación de los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015 son las mismas que las seguidas para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados anuales del ejercicio 2014, excepto por la adopción, desde la fecha 1 de enero de 2015, de las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones publicadas por el IASB y el IFRS-IC (IFRS Interpretations Committee) y adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
IFRIC 21 Gravámenes	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 17 de junio de 2014
Mejoras a las NIIF Ciclo 2011-2013	Modificaciones menores de una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2015

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

- **IFRIC 21 Gravámenes:** Esta interpretación aborda el tratamiento del reconocimiento de pasivos por tasas o gravámenes cuando están basados en información financiera de un periodo diferente al periodo en que sucede el hecho imponible que da lugar al pago del gravamen. De acuerdo con esta norma, el pasivo por tasas o gravámenes debe registrarse cuando el evento que da origen a su reconocimiento se produce, de acuerdo con el momento identificado en la legislación. El impacto de aplicar esta norma, desde 1 de enero de 2015, ha consistido en registrar a dicha fecha un gasto de 2.900 miles de euros, correspondiente al registro del gasto por determinados tributos, en vez de periodificarlo a lo largo del año.

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

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

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
Mejoras a las NIIF Ciclo 2010-2012	Modificaciones menores de una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de febrero de 2015
Modificación de NIC 19: Contribuciones de empleados a planes de prestación definida	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 febrero de 2015
Modificación de la NIC 16 y NIC 38 - Métodos aceptables de depreciación y amortización	Clarifica que los métodos de amortización basados en ingresos no se permiten, pues no reflejan el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuro de un activo.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIIF 11 - Adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas	La modificación requiere que cuando la operación conjunta sea un negocio se aplique el método de adquisición de NIIF 3.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 16 y NIC 41: Plantas Productoras	Modificación por la que las plantas productoras pasarán a llevarse a coste, en lugar de a valor razonable.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Mejoras a las NIIF Ciclo 2012-2014	Modificaciones menores de una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 27 - Método de puesta en equivalencia en Estados Financieros Separados	Esta modificación tiene como objeto permitir la puesta en equivalencia en los estados financieros individuales de un inversor.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
Modificaciones NIC 1: Iniciativa desgloses	Diversas aclaraciones en relación con los desgloses (materialidad, agregación, orden de las notas, etc.).	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016

El Grupo no ha aplicado anticipadamente ninguna de las normas descritas en el cuadro anterior.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
Modificación NIIF 10 y NIC 28 - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada/negocio conjunto	Clarificación en relación al resultado de estas operaciones, para que en el caso de un negocio se registre un resultado total, y en el caso de una transacción con activos, el resultado sea parcial.	Sin fecha definida
Modificaciones NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Sociedades de Inversión	Clarificaciones sobre la excepción de consolidación de las sociedades de inversión.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016
NIIF 15 Ingresos procedentes de contratos con clientes	La NIIF 15 que afectará en mayor o menor medida de forma transversal a todas las industrias y sectores, sustituirá a las normas actuales NIC 18 y NIC 11, así como a las interpretaciones vigentes sobre ingresos (IFRICs 13, 15 y 18 SIC 31). El nuevo modelo de NIIF 15 es mucho más restrictivo y basado en reglas, por lo que la aplicación de los nuevos registros puede dar lugar a cambios en el perfil de ingresos.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018
NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y valoración y Contabilidad de Coberturas	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración, reconocimiento y baja en cuentas de activos y pasivos financieros, la contabilidad de coberturas y deterioro de NIC 39. El cambio conceptual es importante en todos los apartados. Cambia el modelo de clasificación y valoración de activos financieros cuyo eje central será el modelo de negocio. El enfoque del modelo de contabilidad de coberturas trata de alinearse más con la gestión económica del riesgo y exigir menos reglas. Y por último, el modelo de deterioro pasa de las pérdidas incurridas actuales a un modelo de pérdidas esperadas.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018
NIIF 16 Arrendamientos	Nueva norma de arrendamientos que sustituye a NIC 17. Los arrendatarios incluirán todos los arrendamientos en balance como si fueran compras financiadas.	Períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2019

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

3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2015 adjuntas han sido las siguientes:

a. Fondo de comercio y combinaciones de negocio

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

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

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

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

- Los valores razonables en la fecha de adquisición de los activos cedidos, los pasivos incurridos o asumidos y los instrumentos de patrimonio emitidos.

- El valor razonable de cualquier contraprestación contingente que depende de eventos futuros o del cumplimiento de condiciones predeterminadas.

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

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

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor. Las correcciones valorativas por deterioro reconocidas en el Fondo de Comercio no son objeto de reversión en ejercicios posteriores (véase Nota 3.d).

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

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

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

b. Activos intangibles

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

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

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

El Grupo registra como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación que se han imputado como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 472 miles de euros en 2015 (1.634 miles de euros en 2014) (véase Nota 24.2).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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 útil definida se amortizan en función de la misma, que equivalen a los siguientes porcentajes de amortización:

	Porcentaje anual	Vida útil
Gastos de Desarrollo	5%-50%	20-2
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares:		
- Concesiones portuarias en Planta de Barcelona	1,28%-1,33%	78-75
- Concesiones portuarias en Planta de Huelva	7,6%	13
- Concesiones portuarias en Planta de Cartagena	1,9%	53
- Uso dominio público radioeléctrico	20%	5
Aplicaciones Informáticas	25%	4

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

Durante el segundo trimestre de 2015 el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2014 para todas las instalaciones referidas (véase Nota 28).

c. Propiedades, planta y equipo

Los activos registrados como propiedades, planta y equipo se valoran inicialmente por su precio de adquisición o coste de producción, con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996, y posteriormente se minoran por la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro si las hubiera, conforme al criterio mencionado en la nota siguiente.

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

Los costes capitalizados en activos relativos a proyectos que se consolidan por el método de integración global e integración proporcional incluyen:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción en obras si éste es superior al año, siendo la tasa media de capitalización bruta utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2015 de 2,30% (2,83% en 2014).
2. Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Para ello el Grupo posee un "Procedimiento funcional para imputación de Gastos de Personal a Proyectos de Inversión" que recoge las hipótesis de cálculo. Este procedimiento recoge que para el cálculo de los trabajos realizados para su inmovilizado tienen en cuenta los costes de personal directos, es decir, las horas realizadas e imputadas a cada proyecto según unos precios/hora calculados al inicio del ejercicio. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2015 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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Serrablo, Yela y Gaviota, así como las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de desmantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones no corrientes" (véase Nota 15) del Balance de Situación Consolidado adjunto. Adicionalmente, dicha provisión ha sido objeto de actualización y descuento en los periodos siguientes a su constitución. El tipo de descuento antes de impuestos, utilizado a 31 de diciembre de 2015 es del 2,9%, siendo este tipo el que refleja las evaluaciones actuales que el mercado está haciendo del valor temporal del dinero y aquéllos riesgos específicos referidos a la propia obligación objeto de provisión. Una variación del tipo de descuento del 0,05% y -0,05%, supondría una variación en el valor de dicha provisión de -1,5% y 1,6% respectivamente.

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, la Sociedad, a 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 14.700 miles de euros, registra dicha provisión como mayor valor del inmovilizado.

Asimismo, la Sociedad 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 económica por desmantelamiento asociada al almacenamiento subterráneo de "Gaviota" por importe de 69.000 miles de euros. En relación con este almacenamiento, debemos indicar que Enagás, S.A. alcanzó con Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. y Murphy Spain Oil, S.A., anteriores propietarios de la instalación, un acuerdo para su adquisición durante el ejercicio 2010 anterior, si bien no se 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, Enagás, S.A. procedió al registro contable de la misma.

Ambas provisiones se actualizan cada año por el efecto financiero ocasionado, que la Sociedad lleva contra una cuenta por cobrar no corriente con el Sistema de Liquidaciones que gestiona la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC), ya que una vez autorizado el desmantelamiento, podrá solicitar la realización de pagos a cuenta por concepto de costes de desmantelamiento.

En relación con los gastos y actualización de desmantelamiento del Almacenamiento Subterráneo de Serrablo, éste se corresponde con 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 desmantelamiento del campo de Serrablo y cuya aprobación era requisito imprescindible para llevar a cabo las actividades de almacenamiento.

Con respecto a las plantas de regasificación de las que es titular la Sociedad, esto es, Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón, a efectos de dar cumplimiento al artículo 100 de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, por el que se dispone que, extinguida la concesión, el titular tendrá que retirar fuera del espacio portuario los materiales, equipos o instalaciones desmontables, estando obligado a hacerlo cuando así lo determine la Autoridad Portuaria, la cual podrá efectuar la retirada con cargo al titular de la concesión extinguida cuando el mismo no la efectúe en el momento o plazo que se le indique; y que, en todos los casos de extinción de una concesión, la Autoridad Portuaria decidirá sobre el mantenimiento de las obras e instalaciones no desmontables. Por ello, la Sociedad mantiene registrado al 31 de diciembre de 2015 la correspondiente provisión económica de desmantelamiento para cada una de dichas plantas.

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

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

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

Adicionalmente, como consecuencia de la reforma regulatoria llevada a cabo en España tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, posteriormente publicado como Ley 18/2014, de 15 de octubre, (véase Nota 4), entre otras medidas, se modificó la vida útil regulatoria de distintos activos afectos a la red de transporte, pasando la misma de 30 años a 40 años. En este contexto, el Grupo Enagás realizó un estudio técnico de dichos activos con el objetivo de verificar si, desde un punto de vista técnico, la vida útil de dichos activos podría adecuarse a la vida útil regulatoria establecida por la nueva Ley. Dicho estudio concluyó satisfactoriamente, reestimándose por tanto una nueva vida útil de 40 años. Esta modificación tuvo un impacto en la Cuenta de Resultados Consolidada del ejercicio 2014, como menor amortización, de 22.795 miles de euros (véase Nota 6).

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

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

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

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

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

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

A la fecha de cierre de cada ejercicio para el caso del fondo de comercio o activos de vida útil indefinida, o siempre que existan indicios de pérdida de valor para el resto de los activos, se analiza el valor recuperable de los mismos para determinar si existe posibilidad de deterioro.

Cuando el importe recuperable es menor al valor neto contable del activo, se reconoce en la Cuenta de Resultados Consolidada una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos con cargo al epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado". En este caso, se reduce en primer lugar el valor contable del fondo

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

de comercio correspondiente a la Unidad Generadora de Efectivo donde se haya de reconocer la pérdida por deterioro. Si el deterioro supera el importe de éste, en segundo lugar se reduce, en proporción a su valor contable, el del resto de activos de la Unidad Generadora de Efectivo, hasta el límite mayor entre los siguientes: (i) su valor razonable minorado por los costes necesarios para su venta y (ii) su valor en uso.

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

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

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

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

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

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

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

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

A fin de calcular el valor actual, los flujos de efectivo proyectados se descuentan a una tasa, después de impuestos, que recoge el coste medio ponderado del capital (WACC) del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el valor temporal del dinero, la tasa libre de riesgo y las primas

de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica en cuestión. La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro en el mercado que corresponda, con profundidad y solvencia suficientes, y con un vencimiento acorde con el plazo de generación de los flujos futuros de caja. No obstante, se toma en consideración para cada área geográfica el riesgo país asociado. Dicho esto, la prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo, para cuyo cálculo se tienen en cuenta las betas estimadas según la selección de empresas comparables que tengan actividad principal similar.

La tasa de descuento del ejercicio 2015 para las actividades reguladas en España es del 4,48% (4,39% para el ejercicio 2014). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2015, pone de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones razonablemente posibles. Por tanto, la Dirección considera que, dentro de los rangos mencionados, no se producirían correcciones por deterioro.

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

e. Propiedades de inversión

El epígrafe de Propiedades de inversión del Balance de Situación adjunto recoge el valor del terreno descrito en la Nota 8.

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

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

En el proceso de valoración indicado anteriormente el Grupo Enagás ha contado con el asesoramiento de la firma de valoración Jones Lang LaSalle España, S.A., el cual emitió un informe al respecto con fecha 22 de diciembre de 2015.

f. Arrendamientos

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

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

El grupo no dispone de arrendamientos financieros en el ejercicio 2015.

g. Activos financieros

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

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

Préstamos y cuentas a cobrar

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

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

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

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la Cuenta de Resultados Consolidada y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros descontados a la tasa de interés efectiva.

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

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran o se han cedido los derechos sobre los flujos de efectivo del correspondiente activo financiero y se han transferido sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad, tales como en ventas en firme de activos, cesiones de créditos comerciales en operaciones de "factoring" en las que la empresa no retiene ningún riesgo de crédito ni de interés, las ventas de activos financieros con pacto de recompra por su valor razonable o las titulaciones de activos financieros en las que la empresa cedente no retiene financiaciones subordinadas ni concede ningún tipo de garantía o asume algún otro tipo de riesgo.

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

Inversiones contabilizadas por método de participación

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

Para la determinación del valor en uso de la inversión, el Grupo estima el valor presente de los flujos de efectivo futuro estimados que espera que surjan como dividendo a recibir de la inversión. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evaluará para cada asociada o negocio conjunto, a menos que la asociada o negocio conjunto no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos del Grupo.

Las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, excepto las correspondientes a BBG y Saggas están incluidas dentro del segmento de "Actividades no reguladas" (véase Nota 26.3).

Con respecto al análisis de deterioro relativo a las sociedades participadas, la tasa de descuento aplicada en el ejercicio 2015 comprende el intervalo de 6%-11% según el país (6%-11% en el ejercicio 2014). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2015, pone de manifiesto que en el Grupo no se presentan riesgos significativos asociados a variaciones razonablemente posibles. Por tanto, la Dirección considera que, dentro de los rangos mencionados, no se producirían correcciones por deterioro.

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

h. Existencias

Existencias de gas natural

Las únicas existencias de gas natural de las que dispone el Grupo Enagás son las dedicadas a gas colchón y a gas de llenado de los gasoductos y de las plantas de regasificación que explota, y por consiguiente están registradas en el epígrafe Propiedades, planta y equipo.

Resto de existencias

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

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

i. Patrimonio neto y pasivos financieros

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Cobertura de valor razonable

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

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

b) Cobertura de flujos de efectivo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El Grupo ha determinado que la mayoría de los inputs empleados para la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados se encuentran en el Nivel 2 de la jerarquía, sin embargo, los ajustes por riesgo de crédito utilizan inputs de Nivel 3, como las estimaciones de crédito en función del rating crediticio o de empresas comparables para evaluar la probabilidad de quiebra de la empresa o de las contrapartes de la

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

empresa. El Grupo ha evaluado la relevancia de los mismos, procediendo a registrar los correspondientes ajustes por riesgo crédito en la valoración total de los instrumentos financieros derivados.

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

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

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

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

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

$EAD * PD * LGD$

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

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

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

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

El uso de instrumentos financieros derivados se rige por las políticas de gestión de riesgos del Grupo Enagás, detallándose los principios sobre el uso de los mismos en la Nota 18.

j. Clasificación entre partidas corrientes y no corrientes

Se consideran activos corrientes aquellos vinculados al ciclo normal de explotación que con carácter general se considera de un año, también aquellos otros activos cuyo vencimiento, enajenación o realización se espera que se produzca en el corto plazo desde la fecha de cierre del ejercicio, los activos financieros mantenidos para negociar, con la excepción de los derivados financieros cuyo plazo de liquidación sea superior al año y el

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

efectivo y otros activos líquidos equivalentes. Los activos que no cumplen estos requisitos se califican como no corrientes.

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

En virtud de la aplicación del sistema retributivo aprobado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se registran como partidas no corrientes, cuentas a cobrar a largo plazo con la CNMC (véanse Notas 4 y 9).

k. Compromisos por pensiones

El Grupo Enagás contribuye, de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones a un plan de aportación definida "Enagás Fondo de Pensiones", cuya Entidad Gestora es Gestión de Previsión y Pensiones, S.A. y la Depositaria es Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. que cubre los compromisos adquiridos por el Grupo con el personal activo afectado. Dicho plan reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 4,41% del salario computable (4,48% en 2014). Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes. El total de personas adscritas al plan a 31 de diciembre de 2015 asciende a 1.094 partícipes (1.078 partícipes a 31 de diciembre de 2014) (Véase Nota 21).

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 24.1). A cierre del ejercicio 2015, 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 incluyen prestaciones en casos de supervivencia, fallecimiento e incapacidad laboral.

l. Indemnizaciones por despido

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

m. Provisiones

Los Administradores, en la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas diferencian entre:

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

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo recogen todas las provisiones significativas con respecto a las cuales se estima que la probabilidad de que se tenga que atender la obligación es mayor que posible. Los pasivos contingentes no se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas, si bien se informa sobre los mismos en la medida en que no sean considerados como remotos (véase Nota 15).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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 2015 y 2014 se encuentran en curso distintos procedimientos judiciales y reclamaciones interpuestos contra los grupos empresariales con origen en el desarrollo habitual de sus actividades. Tanto los asesores legales del Grupo como sus Administradores entienden que la conclusión de estos procedimientos y reclamaciones no producirá un efecto significativo en las cuentas anuales consolidadas de los ejercicios en los que finalicen.

n. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

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

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

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

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

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

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

o. Reconocimiento de 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 contable 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 VI del Título VII de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, 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.

Durante el ejercicio 2015, el Grupo Consolidado Fiscal 493/12, dejó de integrar a la Sociedad Enagás Altamira, S.L.U. como consecuencia de la fusión por absorción de ésta última con Enagás Internacional, S.L.U.

Como consecuencia de la entrada en vigor el 1 de enero de 2013 de la nueva Ley del Impuesto sobre Sociedades (Ley 27/2014 de 27 de noviembre), se ha producido la bajada en el tipo del Impuesto sobre Sociedades en el ejercicio 2015 del 30% al 28% (véase Nota 22).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

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 14).

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

4. Marco regulatorio

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

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

Los fundamentos del nuevo marco retributivo son los siguientes:

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

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

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

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

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

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

- El sistema retributivo para las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se establece bajo principios homogéneos, adaptándose de forma general el valor neto del activo como base para el cálculo de la retribución a la inversión. Asimismo, se incorpora una retribución variable en función del gas vehiculado, regasificado o almacenado en función del tipo de activo y se elimina cualquier procedimiento de revisión automática de valores y parámetros retributivos en función de índices de precios.
- Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 se determinará en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado (véanse nota 9.1 y 11).
- La retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro. El término fijo de disponibilidad incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera calculada mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión y de la tasa de retribución financiera que se determine para cada periodo regulatorio.

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

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

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

Una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en que el activo continúe en operación, se establece como retribución fija los costes de operación y mantenimiento

incrementados por un coeficiente cuya cuantía depende del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión.

- a.1) Coste fijo acreditado Retribución por Disponibilidad (RD).** Se determina de forma individual para cada uno de los activos en producción. Este parámetro retribuye los costes de inversión y los costes de explotación de los activos que operan en el sistema gasista.

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

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

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

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

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

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

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

En el nuevo marco se mantienen las vidas útiles de los activos, a excepción de los gasoductos que queda fijada en 40 años para todas las instalaciones, con independencia de su puesta en marcha.

- Retribución financiera del valor de la inversión. Se calcula aplicando una tasa de retribución financiera a los valores netos de los activos sin actualizar. Durante el primer periodo regulatorio, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregadas de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor de la norma incrementada con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos. Para el periodo regulatorio, la tasa de retribución financiera quedó fijada en el 5,09 % (valor que fue ratificado en la Ley 8/2015, de 21 de mayo).
- Retribución para los activos totalmente amortizados. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de cada elemento de inmovilizado, si el elemento continúa en operación, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión, amortización más retribución financiera será nula.

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

Este parámetro tomará los siguientes valores:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a.3.1. Se determina en función de los kWh realmente regasificados así como de los cargados en cisternas de GNL en cada periodo y del valor unitario variable de regasificación en el periodo considerado. Para el ejercicio 2015 este coste ha quedado fijado en 0,000162 €/kWh regasificado y en 0,000194 €/kWh cargado en cisternas.

a.3.2. Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de carga de cisternas. Para el trasvase de buque a buque el coste es del 80% de dicho valor.

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

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

Para el año 2015, la cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema que deben recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,38%. 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 CNMC en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

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

Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2015 asciende a 11.561 miles de euros. La diferencia positiva o negativa entre esta cantidad y las percibidas por la aplicación de la cuota indicada anteriormente será incluida por la CNMC en la liquidación 14 del año 2015. De acuerdo a la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema para el año 2016 asciende a 23.966 miles de euros.

La imputación intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Resultados Consolidada se realiza siguiendo un criterio lineal.

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

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

d) Sistema de liquidación.

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

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

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

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

Se mantiene la retribución de este concepto tras la entrada en vigor del nuevo marco retributivo, al que se aplica la misma tasa de retribución financiera que a las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. El coste de adquisición será el que resulta de aplicar el precio resultante de la subasta a la cantidad adquirida.

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

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

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

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

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

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

g) Liquidación del Déficit acumulado.

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

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

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

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

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

- Hasta que no se publique esta liquidación definitiva no se pondrá de manifiesto el valor del déficit y no podrá empezarse a recuperar. Como la liquidación definitiva de 2014 no se espera que esté antes de 2016, será a partir de esta fecha y durante 15 años cuando se vaya recuperando este déficit (véase Nota 9).
- Los desajustes que puedan ponerse de manifiesto a partir de 2015, el Real Decreto-ley y la Ley prevén que se recuperen, una vez se dispongan de las liquidaciones definitivas, durante los cinco años siguientes, reconociéndose también un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

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

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

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

En la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, se han establecido de forma provisional los tipos de interés provisionales del sistema gasista a aplicar al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y al desajuste temporal del año 2015. Los valores son los siguientes:

- El tipo de interés provisional para el eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 será del 1,2%. El interés reconocido a dicho desajuste se devengará desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.
- El tipo de interés provisional para el eventual déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 será del 1,7%. El interés reconocido a dicho déficit se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2014.

h) Establecimiento del Mercado Organizado de gas.

En lo relativo a la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, cabe destacar que en su artículo 65 ter. "Operador del mercado organizado de gas", establece que actuará como operador del mercado organizado de gas una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siendo la suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués igual al 20%. El peso relativo de la participación de ambas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3, respectivamente. Por otro lado, la Disposición transitoria primera, establece que en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la Ley 8/2015, es decir, no más tarde del 23 de julio de 2015, el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. promoverá la adaptación de la sociedad mercantil MIBGAS, S.A. a los criterios establecidos en el artículo 65 ter. de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En el caso de que no se cubra el total de las participaciones previstas de acuerdo con los criterios establecidos en la citada disposición, el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., ampliará temporalmente su participación hasta dar cobertura al 100 por cien del capital. Finalmente, el operador del mercado organizado de gas deberá estar en operación en un plazo máximo de cuatro meses desde la entrada en vigor de la Ley 8/2015, es decir, no más tarde del 23 de septiembre de 2015. A 31 de diciembre de 2015 no se ha producido ninguna novedad al respecto.

i) Reconocimiento de los costes asociados al desmantelamiento de las instalaciones de gas natural.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se determina un sistema económico integrado del sector de gas natural (en adelante "RD 949/2001") establece en materia de retribución de las actividades reguladas que, en el caso de cierre de las plantas y los almacenamientos, desde la fecha de cierre dejarán de ser retribuidas económicamente y, sin son desmanteladas, sin perjuicio de los costes netos de desmantelamiento que se reconozcan.

j) Desarrollo del Marco Regulatorio.

La Comisión Nacional de Energía (actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) en su Consejo del 11 de abril de 2013 requirió a la sociedad Enagás, S.A. (hoy sucedida en su rama de actividad de transporte por la sociedad Enagás Transporte, S.A.U.), a la sociedad Galp Gas Natural, S.A. y a la sociedad Gasoducto Al-Ándalus, S.A. que adaptaran los contratos de tránsito de gas a Portugal, suscritos en 1996 por Transgas, S.A. (actualmente Galp Gas Natural, S.A.) para ajustarse al nuevo marco regulatorio introducido por la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento (CE) 715/2009, de 13 de julio de 2009, del Parlamento Europeo y del Consejo.

Con objeto de dar cumplimiento al citado requerimiento, las sociedades Galp Gas natural, S.A. y Enagás Transporte, S.A.U. suscribieron el 27 de febrero de 2014 un Contrato Marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U. mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa. Posteriormente, el 18 de noviembre de 2014, ambas sociedades firmaron el correspondiente contrato de acceso a las redes de transporte y distribución a largo plazo y una adenda al Contrato Marco, que entró en efecto el 1 de enero de 2015, dando cumplimiento con todo ello a lo requerido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha considerado correcta la adecuación de los referidos contratos de acceso de terceros al sistema de transporte y distribución con la normativa vigente.

k) Desarrollo del Marco Regulatorio.

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2015, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Reglamento (UE) 2015/1017 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2015, relativo al Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas, al Centro Europeo de Asesoramiento para la Inversión y al Portal Europeo de Proyectos de Inversión, y por el que se modifican los Reglamentos (UE) no 1291/2013 y (UE) no 1316/2013 — el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas.

Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión, de 30 de abril de 2015, por el que se establece un código de red sobre las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos.

Decisión (UE) 2015/715 de la Comisión, de 30 de abril de 2015, que modifica el anexo I del Reglamento (CE) no 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

2. Regulación Española

REGULACIÓN BÁSICA

Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 4 de diciembre de 2015, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas.

Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y la gestión de garantías, el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural y el procedimiento de adjudicación, por procedimiento de concurrencia, y de retribución de las instalaciones de transporte primario de influencia local. En relación a la contratación de capacidad, se definen productos estándar, cuya solicitud y contratación, con excepción de las interconexiones con otros países de la UE, será realizada a través de una plataforma única habilitada por el Gestor Técnico del Sistema, preferentemente mediante procedimientos de mercado.

Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, que, entre otras novedades, otorga nuevas funciones a Enagás GTS, S.A.U. y fija el valor de la tasa de retribución financiera a aplicar en el primer periodo regulatorio, hasta el 31 de diciembre de 2020.

RETRIBUCIÓN Y PEAJES

Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre de 2015, 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 2016.

Orden IET/389/2015, de 5 de marzo de 2015, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización. Los principales efectos para el Grupo Enagás son los siguientes

Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre de 2014, 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 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y de Minas (en adelante, DGPEM), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de la DGPEM, de 21 de octubre de 2015, por la que se aprueban parámetros de la subasta para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016.

Resolución de la DGPEM, de 28 de septiembre de 2015, 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 durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2016.

Resolución de 25 de septiembre de 2015, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 26 de junio de 2015, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de la DGPEM, de 22 de mayo, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de septiembre de 2015.

Resolución de la DGPEM, de 12 de mayo, 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 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2016.

Resolución de 27 de marzo de 2015, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural, y se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2014.

NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA

Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la DGPEM, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-02 "Procedimiento de Reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)".

Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la DGPEM, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-17 "Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte.

Resolución de 4 de mayo de 2015, de la DGPEM, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema NGTS-12 "Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema"

Resolución de 4 de mayo de 2015, de la DGPEM, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-12 "Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite".

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Resolución de 23 de marzo, de la DGPEM, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

Resolución de 3 de marzo, de la DGPEM, 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 2015 y el 31 de marzo de 2016.

Resolución de 19 de enero de 2015, de la DGPEM, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

SUBASTA PARA LA ADQUISICIÓN DE GAS DE OPERACIÓN Y GAS TALÓN

Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación.

Resolución de la DGPEM, de 30 de septiembre de 2015, por la que se establece el régimen provisional de suministro de gas de operación a partir del 1 de octubre de 2015.

Resolución de la DGPEM, de 28 de mayo, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo de "Yela".

Resolución de la DGPEM, de 22 de mayo, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

Resolución de la DGPEM, de 8 de mayo, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de operación y gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

Orden IET/2839/2015, de 23 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2016.

Orden IET/1981/2015, de 30 de septiembre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015.

OTRAS DISPOSICIONES

Resolución de 11 de diciembre de 2015, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de la nueva posición D-16.00 en el término municipal de Gijón.

Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes.

Resolución de 16 de octubre de 2015, de la CNMC, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.

Resolución de la DGPEM, de 16 de octubre, por la que se establece el tratamiento del día de gas del 31 de octubre de 2015.

Resolución de 16 de octubre de 2015, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto Heliplataforma de gaviota en Bermeo (Bizkaia).

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Resolución de la DGPEM, de 5 de octubre de 2015, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del sistema gasista español.

Resolución de 1 de octubre de 2015, de la CNMC, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.

Resolución de 22 de mayo de 2015, de la DGPEM, por la que se autoriza a la empresa Enagás Transporte, S.A.U. el cierre de la estación de regulación en la posición O-00, en el término municipal de Otero.

Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

Resolución de 14 de julio de 2015, de la DGPEM, por la que se establece la valoración de los saldos de mermas de plantas de regasificación correspondientes al período 2010-2012.

Resolución de 14 de julio de 2015, de la DGPEM, por la que se determina el incentivo a la reducción de las mermas de transporte de los años 2012 y 2013 en función del gas vehiculado en los años 2011 y 2012.

Resolución de 13 de julio de 2015, de la DGPEM, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

Acuerdo de la CNMC, de 7 de mayo, por el que se insta a los participantes que estén operando en los mercados mayoristas de la energía organizados a fecha de 7 de octubre de 2015 para que soliciten anticipadamente su inscripción en el registro español.

Resolución de 29 de abril de 2015, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública de la adenda 1 al proyecto de construcción de la estación de compresión de la conexión internacional Euskadour.

Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española.

Resolución de la DGPEM, de 16 de febrero, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y el Plan de Emergencia del sistema gasista español.

Resolución de 13 de enero, de la CNMC, por la que se crea el registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía en cumplimiento del artículo 9 del Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

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

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

Resolución de 23 de diciembre de 2014, de la DGPEM, por la que se otorga a Enagás Transporte S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de la estación de compresión de la conexión internacional Euskadour.

5. Activos Intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles y su amortización durante los ejercicios 2015 y 2014 ha sido la siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2015

Coste	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro de consolidación	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Fondo de comercio (*)	17.521	8.291	-	-	-	25.812
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	5.511	-	1.129	-	-	6.640
Concesiones	5.863	8	-	-	-	5.871
Aplicaciones informáticas	164.047	172	16.192	1.207	-	181.618
Otro inmovilizado intangible	8.935	-	108	(1.207)	(1)	7.835
Total coste	201.877	8.471	17.429	-	(1)	227.776

Amortizaciones	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Otro inmovilizado intangible						
Desarrollo	(1.799)	-	(429)	-	-	(2.228)
Concesiones	(3.737)	-	(125)	-	-	(3.862)
Aplicaciones informáticas	(111.118)	(172)	(22.534)	-	-	(133.824)
Otro inmovilizado intangible	(7.454)	-	(122)	-	-	(7.576)
Total amortización	(124.108)	(172)	(23.210)	-	-	(147.490)

Valor Neto	Saldo inicial	Aumentos por variación perímetro consolidación	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Total Fondo de Comercio	17.521	8.291	-	-	-	25.812
Total Otros Inmovilizados Intangibles	60.248	8	(5.781)	-	(1)	54.474
Total Inmovilizado Intangible	77.769	8.299	(5.781)	-	(1)	80.286

(*) Dentro de los aumentos por variación del perímetro del epígrafe "Fondo de Comercio" se incluyen 2.568 miles de euros derivados del efecto fiscal asociado a la asignación del Fondo de Comercio.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

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

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

Valor Neto	Saldo inicial	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Total Fondo de Comercio	17.521	-	-	-	17.521
Total Otros Inmovilizados Intangibles	59.827	421	-	-	60.248
Total Inmovilizado Intangible	77.348	421	-	-	77.769

Las altas en el epígrafe de las “Aplicaciones Informáticas” durante el ejercicio 2015 corresponden principalmente a los siguientes proyectos:

- Inversiones en SL. ATR 2.0. y de adaptación a la legislación europea por importe de 6.953 miles de euros.
- Inversión en adquisición, actualización y mejora de Softwares por importe de 1.796 miles de euros.
- Inversiones en la gestión de sistemas comerciales, desarrollo de mercados y logísticos por importe de 1.771 miles de euros.
- Inversiones según el Plan Marco de Renovación Tecnológica y Plan Director de seguridad por importe de 1.028 miles de euros.

Asimismo, dentro del epígrafe “Aumentos por variaciones del perímetro de consolidación”, se recoge el efecto de consolidar por integración global la participación en Gascan como consecuencia de la adquisición de control sobre la sociedad, así como el fondo de comercio surgido en el proceso de asignación (Véase Notas 2.3 y 7). El importe total registrado en el epígrafe de “Fondo de Comercio” está compuesto por 17.521 miles de euros surgidos en la adquisición en el ejercicio 2013 de Enagás Transporte del Norte, S.L. y por los 8.291 miles de euros descritos anteriormente.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Al cierre del ejercicio 2015 y 2014, el Grupo tenía activos intangibles totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2015

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	369
Aplicaciones informáticas	93.561
Otro inmovilizado intangible	9.362
Total	103.292

Ejercicio 2014

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

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

6. Propiedades, planta y equipo

La composición y movimientos en los ejercicios 2015 y 2014 en el epígrafe Propiedades, planta y equipo han sido los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2015

Coste	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	148.550	-	16.841	821	(537)	165.675
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.645.340	-	14.259	70.735	(5.349)	8.724.985
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	73.904	68	2.142	6.431	(160)	82.385
Anticipos e inmobilizaciones en curso	558.631	15.205	77.450	(77.987)	(2.932)	570.367
Subvenciones de capital	(599.110)	-	(1.346)	-	-	(600.456)
Total coste	8.827.315	15.273	109.346	-	(8.978)	8.942.956

Amortizaciones	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	(59.626)	-	(3.892)	-	26	(63.492)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.722.028)	-	(272.490)	-	5.345	(3.989.173)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(52.465)	(59)	(3.804)	-	116	(56.212)
Subvenciones de capital	367.789	-	13.609	-	-	381.398
Total amortización	(3.466.330)	(59)	(266.577)	-	5.487	(3.727.479)

Deterioros	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final
Instalaciones técnicas y maquinaria	(24.137)	-	(8.679)	-	739	(32.077)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-	-
Total deterioro	(24.137)	-	(8.679)	-	739	(32.077)

Valor Neto	Saldo inicial	Aumentos por variación del perímetro de consolidación	Altas o Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	88.924	-	12.949	821	(511)	102.183
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.899.175	-	(266.910)	70.735	735	4.703.735
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	21.439	9	(1.662)	6.431	(44)	26.173
Anticipos e inmobilizaciones en curso	558.631	15.205	77.450	(77.987)	(2.932)	570.367
Subvenciones de capital	(231.321)	-	12.263	-	-	(219.058)
Total Propiedad, planta y equipo	5.336.848	15.214	(165.910)	-	(2.752)	5.183.400

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

A 31 de diciembre de 2015 se han registrado altas en el epígrafe de "Terrenos y construcciones" por importe de 16.841 miles de euros, de los cuales principalmente destaca la adquisición de terrenos de la Estación de Compresión de Denia por 12.879 miles de euros, y la adecuación y reformas de la Sede Central por 1.279 miles de euros.

Dentro de las altas del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" el principal movimiento que se ha registrado corresponde con incorporaciones de instalaciones puestas en explotación en 2015 (3.211 miles de euros).

Durante los ejercicios 2015 y 2014 no se han registrado adquisiciones de gas natural para el nivel mínimo de llenado de gasoductos ni se han realizado dotaciones en concepto de desmantelamiento.

En lo que respecta a las altas en el epígrafe "Anticipos e inmovilizado en curso" acumuladas en el ejercicio 2015 se corresponden principalmente a las siguientes instalaciones:

- Gas colchón del almacenamiento subterráneo de Yela, por importe de 25.360 miles de euros.
- Trabajos realizados en torre perforación y Workover pozo Gaviota 6, por importe de 12.973 miles de euros.
- Estación de Compresión de Euskadour, por importe de 8.276 miles de euros.
- Emisión por debajo de mínimo técnico en la planta de Cartagena, por importe de 5.925 miles de euros.
- Reducción autoconsumos en planta de Huelva, por importe de 4.771 miles de euros.
- Gasoducto Martorell- Figueras, por importe de 1.302 miles de euros.
- Revamping de Instalaciones atraque 80.000 m³ Planta de Barcelona, por importe de 2.713 miles de euros.

Dentro de los "Aumentos por variación del perímetro de consolidación" se recoge el efecto de pasar a consolidar por integración global la participación en Gascan, como consecuencia de la adquisición de control sobre la sociedad (Véase Notas 2.3 y 7).

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. Concretamente, los traspasos del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" a 31 de diciembre de 2015 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las siguientes instalaciones:

- Revamping instalaciones atraque buques 80.0000 m³ Planta Barcelona, por importe de 8.390 miles de euros.
- Estación de Compresión de Euskadour, por importe de 13.279 miles de euros.
- Reparación torre y Workover pozo G-6 en AASS Gaviota, por importe de 19.554 miles de euros.
- Gas colchón para AASS de Yela, por importe de 25.360 miles de euros.

Las bajas correspondientes a "Instalaciones técnicas y maquinaria" en el ejercicio 2015 se deben principalmente a los Tanques TK 1200 A y B de la planta de Barcelona, y su amortización acumulada, por importe de 5.345 miles de euros.

En cuanto a las bajas de inmovilizado en curso durante el ejercicio 2015 corresponden fundamentalmente a la venta de tubería.

La revalorización de los activos registrados como propiedades, planta y equipo incorporada al amparo del Real Decreto-ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tiene un efecto de 3.729 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2015, 8.945 miles de euros en el ejercicio 2014.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 4.177 miles de euros en el ejercicio 2015 (4.887 miles de euros en el ejercicio 2014) (Véase Nota 25).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

Asimismo, el impacto de los "Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado" ha supuesto un aumento en la inversión de 7.447 miles de euros en el ejercicio 2015 y 8.846 miles de euros en el ejercicio 2014 (véase Nota 24.1).

Tal y como se indica en la Nota 3.c, durante el ejercicio 2014 el Grupo Enagás reestimó la vida útil de determinados activos afectos a la red de transporte de 30 a 40 años. La ampliación de las vidas útiles ha supuesto una menor amortización por importe de 41.154 miles de euros en la Cuenta de Resultados Consolidada de 2015 (22.795 miles de euros durante el ejercicio 2014).

Con respecto al deterioro registrado en el epígrafe de "instalaciones técnicas y maquinaria" por importe de 8.679 miles de euros, éste recoge principalmente las diferencias de valoración para una serie de materiales asociados a determinados proyectos de inversión (véase Nota 3.d).

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

Por su parte, a cierre del ejercicio 2015 no existen compromisos de inversión en firme sobre elementos incluidos bajo el epígrafe de "Propiedad, Planta y Equipo".

Es política del Grupo asegurar sus activos de modo que no se produzcan pérdidas patrimoniales significativas, sobre la base de las mejores prácticas de los mercados y atendiendo a la naturaleza y características de los activos registrados como propiedades, planta y equipo.

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

Al cierre del ejercicio 2015 y 2014 el Grupo Enagás tenía activos registrados como propiedades, planta y equipo totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2015

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	17.118
Instalaciones técnicas y maquinaria	741.472
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	46.697
Total	805.287

Ejercicio 2014

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

El detalle de las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2015 y 2014 que corresponden a inversiones de la infraestructura gasista es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.15	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.2015	Saldo a 31.12.15
Plantas de Regasificación	79.916	(69.981)	9.935
Infraestructuras transporte de gas	503.031	(298.006)	205.025
Almacenamientos subterráneos	17.509	(13.411)	4.098
Total	600.456	(381.398)	219.058

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

El detalle de dichas subvenciones en función de los Organismos desde donde han sido concedidas al cierre de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.15	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.15	Saldo a 31.12.15
Fondos estructurales de la Unión Europea	434.704	(255.586)	179.118
Organismos Oficiales de las CCAA	51.905	(28.680)	23.225
Estado Español	113.847	(97.132)	16.715
Total	600.456	(381.398)	219.058

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

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2016 ascienden a 13.509 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2015 es:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	1.229	3.739	11.747
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.110	4.417	17.698
Subvenciones de FEDER	11.170	37.081	130.867
Total Subvenciones	13.509	45.237	160.312

Cabe mencionar que en relación a la situación de la planta de regasificación del puerto del Musel, no se han producido cambios respecto a los descritos en la Nota 6 de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014.

Planta de regasificación – Granadilla (Tenerife).

Con fecha 16 de marzo de 2015, la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, emitió una sentencia por la que anulaba la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 4 de mayo de 2012, que otorgaba a la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (Gascan) la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife), así como la Declaración de Impacto Ambiental del citado proyecto, declarada favorable por Resolución de 8 de junio de 2007 de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y Cambio Climático.

A este respecto, tanto Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., como el Abogado del Estado han presentado un recurso de casación contra la mencionada sentencia, los cuales han sido admitidos a trámite.

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 57.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, los actos de las Administraciones Públicas sujetos al Derecho Administrativo se presumen válidos y producen efectos desde la fecha en que se dicten. En este sentido, al no haber sido acordada hasta la fecha por órgano administrativo ni jurisdiccional competente alguno la suspensión de la ejecución de los actos administrativos impugnados, no hay razones jurídicas para entender que la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 29 de diciembre de 2008, por la cual se otorgó a Enagás la autorización administrativa previa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), ni la Resolución de 8 de junio de 2007 de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y Cambio Climático, por la que se formula declaración de impacto ambiental favorable sobre el proyecto de construcción de la referida planta, hayan perdido su validez. Por el contrario, siguen siendo plenamente válidos y eficaces, máxime cuando la propia interposición del recurso de casación contra la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid excluye su firmeza, a tenor del artículo 91.1 Ley 29/1998, de 13 de julio, de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Por tanto, aun en el caso de que la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Madrid deviniera firme por dictarse un fallo desestimatorio del recurso interpuesto, ello no impediría la ulterior tramitación, formulación y otorgamiento, respectivamente, de una nueva declaración de impacto ambiental y una nueva autorización administrativa previa para la planta de regasificación de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife). Por todo ello, los Administradores del Grupo Enagás consideran que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

7. Combinaciones de negocios

Con fecha 29 de enero de 2015, se hizo efectiva la adquisición del 58,06% Gascan, por parte de Enagás Transporte, S.A.U. (véase Nota 2.3). El precio de compra ascendió 7.568 miles de euros correspondientes al 58,06% del Capital Social de Gascan.

Como el Grupo Enagás contaba ya con una participación previa del 41,94%, la adquisición del 58,06% adicional supone la adquisición del 100% de la titularidad de las acciones de Gascan, y con ello la adquisición de control. Conforme a la NIIF 3 de “Combinaciones de negocios” esta transacción supone una combinación de negocios realizada por etapas, lo que ha implicado registrarse la correspondiente revalorización de la inversión financiera relativa al 41,94% por importe de 2.804 miles de euros, que se recoge en el epígrafe de “ingresos financieros e ingresos asimilados” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada. El Fondo de Comercio total registrado en Gascan en la fecha efectiva de combinación de negocios se detalla a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

	Importes en miles de euros
Inversión inicial	3.535
Contraprestación transferida	7.568
Revalorización inversión inicial	2.804
Valor Razonable de los activos netos adquiridos	5.616
Fondo de Comercio	8.291

El Grupo Enagás ha determinado, en la fecha de adquisición, el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos en la combinación de negocios conforme a lo establecido en las guías de valoración contenidas en la NIIF 13 de "Medición del Valor Razonable". Como valor razonable, se ha considerado de aplicación el valor resultante del proceso de arbitraje determinado por la metodología de aplicación establecida por el artículo 6 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía y suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

El detalle de los activos y pasivos a valor razonable de Gascan en la fecha de adquisición es el siguiente:

	Miles de Euros
Activo corriente:	7
Deudores comerciales	4
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3
Activo no corriente:	18.226
Inmovilizado intangible	8
Inmovilizado material	15.214
Otros activos a largo plazo	3.004
Pasivo corriente:	(9.901)
Deudas con empresas de grupo	(2.490)
Acreedores comerciales	(632)
Otros pasivos a corto plazo	(6.779)
Pasivo no corriente:	(2.716)
Pasivos por impuestos diferidos	(2.716)
Total valor razonable de activos netos identificables adquiridos	5.616

Dentro del valor razonable de los activos netos adquiridos de Gascan se incluyen 10.273 miles de euros como mayor valor del epígrafe de "Propiedad, Planta y Equipo" fruto de la asignación del precio de compra (véase Nota 6).

El resultado imputable a la combinación desde la fecha efectiva de adquisición hasta la fecha de cierre al 31 de diciembre de 2015 ha ascendido a un resultado negativo de 501 miles de euros. Por su parte, si la combinación de negocios anteriormente mencionada se hubiera realizado al comienzo del ejercicio 2015, el importe del resultado negativo imputable habría ascendido a 532 miles de euros.

8. Propiedades de inversión

La composición y movimientos en los ejercicios 2015 y 2014 en el epígrafe Propiedades de inversión son los siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2015

Coste	Saldo inicial	Entradas	Saldo final
Terrenos	47.211	-	47.211
Total Coste	47.211	-	47.211

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Saldo final
Terrenos	(22.131)	(110)	(22.241)
Total deterioro	(22.131)	(110)	(22.241)

Total inversiones inmobiliarias	Saldo inicial	Entradas	Saldo final
Coste	47.211	-	47.211
Deterioros	(22.131)	(110)	(22.241)
Total deterioro	25.080	(110)	24.970

Ejercicio 2014

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Saldo final
Terrenos	-	-	47.211	47.211
Total Coste	-	-	47.211	47.211

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

Total inversiones inmobiliarias	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Saldo final
Coste	-	-	47.211	47.211
Deterioros	-	(22.131)	-	(22.131)
Total neto	-	(22.131)	47.211	25.080

En el ejercicio 2014 se procedió a reclasificar desde el epígrafe “Propiedades, planta y equipo” al epígrafe “Propiedades de Inversión” del Balance de Situación Consolidado adjunto, el terreno ubicado en el km 18 de la A-6 en Las Rozas (Madrid), adquirido inicialmente por Enagás, S.A. para la construcción de la sede social.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

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

A 31 de diciembre de 2015, Jones Lang LaSalle España, S.A. ha emitido un informe de valoración con fecha 22 de diciembre de 2015, donde el valor recuperable del terreno a la fecha asciende a 24.970 miles de euros (25.080 miles de euros a 31 de diciembre de 2014), lo que ha supuesto el reconocimiento de un deterioro adicional en 2015 por importe de 110 miles de euros (22.131 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) en el epígrafe de "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias.

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

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

Dicha propiedad no está afectada a cargas de naturaleza hipotecaria o de otro tipo de gravamen de naturaleza similar. Asimismo, el Grupo cuenta con las correspondientes pólizas de seguros que permiten cubrir la Responsabilidad Civil frente a terceros.

9. Activos Financieros

9.1 Composición y desglose

A continuación se indica el desglose de los activos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, presentados por naturaleza y categorías a efectos de valoración:

Clases Categorías	Activos financieros no corrientes							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Inversiones contabilizadas por método de participación (Nota 33)	1.191.105	740.636	-	-	-	-	1.191.105	740.636
Otros activos financieros no corrientes	2.364	251	-	-	507.787	399.655	510.151	399.906
Créditos	-	-	-	-	161.352	112.766	161.352	112.766
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	-	-	-	-	342.282	286.152	342.282	286.152
Otros	2.364	251	-	-	4.153	737	6.517	988
Derivados	-	-	-	-	8.686	-	8.686	-
Total	1.193.469	740.887	-	-	516.473	399.655	1.709.942	1.140.542

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Clases Categorías	Activos financieros corrientes							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	433.925	487.689	433.925	487.689
Créditos	-	-	-	-	7.521	3.220	7.521	3.220
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	-	-	-	-	426.404	484.469	426.404	484.469
Derivados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	433.925	487.689	433.925	487.689

Inversiones contabilizadas por método de participación

Las principales variaciones en el epígrafe de "Inversiones contabilizadas por el método de la participación" se deben a las nuevas entradas en el perímetro de consolidación de sociedades integradas por este método (véanse Notas 2.3 y 33), entre las que destacan:

- Adquisición del 50% de Knubbsäl Topholding AB por 95.476 miles de euros
- Adquisición de un 10% adicional de la participación de BBG por importe de 11.600 miles de euros.
- Adquisición del 60% de Iniciativas de Gas, S.L. e indirectamente del 30% de la participación de Saggas por importe de 47.993 miles de euros.
- Adquisición de un 4,34% adicional de la participación de Transportadora de Gas del Perú, S.A. por importe de 88.946 miles de euros.
- Asimismo durante el ejercicio 2015, el grupo Enagás ha realizado aportaciones de capital a GSP y TAP por importe de 108.823 miles de euros y 12.720 miles de euros respectivamente.
- Capitalización de gastos derivados de las operaciones de adquisición de Swedegas, BBG, TGP y Saggas por importe de 3.776 miles de euros.

Adicionalmente durante el ejercicio 2015 ha tenido lugar el cobro de dividendos distribuidos por BBG, GNL Quintero, TgP y Saggas por importes de 6.750 miles de euros, 7.043 miles de euros, 27.756 miles de euros y 5.019 miles de euros respectivamente.

El movimiento de las inversiones contabilizadas por el método de la participación para 2015 y 2014, es el siguiente:

Ejercicio 2015

	Saldo inicial	Nuevas Adquisiciones	Cambio método de consolidación (*)	Dividendos	Fondos Propios	Ajustes por cambio de valor		Otros ajustes	Saldo final
					Resultado del Ejercicio	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura		
Inversiones contabilizadas por método de participación	740.636	369.465	(2.662)	(46.568)	46.235	78.842	(337)	5.494	1.191.105

(*) Cambio de método de consolidación por la adquisición del 100% de las participaciones de Gascán (Véase Notas 2.3 y 7)

Ejercicio 2014

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

Créditos

Dentro del epígrafe "Créditos", tanto corrientes como no corrientes, se recogen principalmente los préstamos concedidos por Enagás S.A., Enagás Internacional, S.L.U., y Enagás Transporte S.A.U. a las sociedades del grupo que se consolidan por el método de la participación y que por tanto no se eliminan en el proceso de consolidación (véase Nota 2.4): Gasoducto de Morelos, SAPI de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

SAPI de C.V., TAP y Saggas por importe total de 168.090 miles de euros (115.217 miles de euros a 31 de diciembre de 2014). Este importe se desglosa en 160.569 miles de euros de créditos a largo plazo y 7.521 miles de euros como créditos a corto plazo e intereses devengados. Asimismo, se recogen dentro de este epígrafe otros conceptos por importe de 783 miles de euros.

El aumento respecto al ejercicio 2014 se corresponde principalmente con las disposiciones realizadas por TAP del préstamo concedido por parte de Enagás Internacional, S.L.U. por un importe total de 32.041 miles de euros, la subrogación del préstamo que los anteriores socios tenían con Saggas por importe de 13.067 miles de euros y por la capitalización de prácticamente la totalidad del préstamo que Enagás Internacional S.L.U. tenía concedido a GSP por importe de 10.409 miles de euros quedando pendiente 70 miles de euros en concepto de intereses devengados y no pagados.

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

Miles de euros	Tipo de interés	Vencimiento	31.12.2015	31.12.2014
Créditos no corrientes a entidades vinculadas (Nota 29)			160.569	111.997
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA+ Diferencial	Jul.-2043	61.231	29.190
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	6,00%	Agos.-2048	-	8.961
Estacion de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,03%	Dic.-2032	63.301	54.076
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	7,50%	Sep.-2033	27.308	19.770
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	8.729	-
Créditos corrientes a entidades vinculadas (Nota 29)			7.521	3.220
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2015	-	302
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Eur6m + Diferencial	Mar.-2015	-	257
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jul.-2015	-	183
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Eur6m + Diferencial	Enero.-2015	-	151
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jul.-2015	-	129
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	7,50%	Sep.-2033	138	-
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	6,00%	Agos.-2048	70	-
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	6,10%	Mayo.-2016	1.066	-
Estacion de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,03%	Dic.-2032	4.065	2.198
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA+ Diferencial	Jul.-2043	963	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	1.219	-
Total			168.090	115.217

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Por otro lado, dentro del epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar", de los activos financieros no corrientes, se recoge principalmente en aplicación del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio y la Ley 18/2014 de 15 de octubre, el déficit acumulado de las actividades reguladas correspondientes hasta el ejercicio 2014, por un importe total al 31 de diciembre de 2015 de 321.857 miles de euros (284.041 miles de euros al 31 de diciembre de 2014), de los cuales 316.351 miles de euros (278.068 miles de euros a 31 de diciembre de 2014), corresponden a Enagás Transporte, S.A.U., y 5.506 miles de euros (5.973 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) corresponden a Enagás Transporte del Norte, S.L. (véase Nota 4.g). La variación del importe se debe fundamentalmente a la publicación en el ejercicio 2015 de la resolución por la que se aprueba la liquidación provisional número 14 de 2014 de las actividades reguladas del sector del gas.

El desglose de los conceptos registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" de los activos financieros corrientes, han sido descritos en detalle en la Nota 11, donde se incluye cuentas por cobrar con la Hacienda Pública.

Adicionalmente, en lo relativo al almacenamiento subterráneo de gas natural Castor no se han producido cambios con respecto al cierre del ejercicio 2014 en relación al acuerdo de fecha 4 de octubre de 2014 entre

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Enagás Transporte, S.A.U. y diversas entidades financieras, en virtud delº Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

Al 31 de diciembre de 2015, no existen en el Grupo Enagás activos financieros que se encuentren en situación de mora.

Instrumentos financieros derivados

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	-	8.686	-	8.686
Total	-	8.686	-	8.686

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

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

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

La información relativa a los instrumentos financieros derivados dentro de los pasivos financieros se recoge en la Nota 19.

Otros

Dentro del epígrafe de “otros activos financieros no corrientes”, se recoge por importe de 2.160 miles euros, la inversión que el Grupo tiene en Agrupaciones de Interés Económico (AIE) cuya actividad es el arrendamiento de activos dirigidos por otra entidad no vinculada al Grupo, que es la que retiene tanto la mayoría de los beneficios como los riesgos de la actividad, acogiéndose el Grupo únicamente a los incentivos fiscales regulados en la legislación española. La Sociedad imputa las bases imponibles negativas que van generando estas AIEs contra las participaciones y por diferencia con la deuda registrada frente a la Hacienda Pública acreedora, el correspondiente ingreso financiero.

9.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2015 no se han producido movimientos en relación con las provisiones que cubren las pérdidas por deterioro de los activos existentes en el Grupo.

10. Existencias

Cabe mencionar que a 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enagás, como Gestor Técnico del Sistema, mantenía el control de aproximadamente 755 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 a 31 de diciembre de 2015 mantiene registrados 16.881 miles de euros (15.686 miles de euros en el ejercicio 2014) correspondientes a existencias no relacionadas con gas natural que incluyen, entre otros elementos, materiales de oficina y material para consumo.

11. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición del saldo del epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

	31.12.2015	31.12.2014
Clientes por ventas y prestación de servicios	22.284	20.012
Empresas del grupo, deudores	6.744	4.649
Deudores varios	367.799	430.303
Activos por impuestos corrientes y otros créditos con Administraciones Públicas (Nota 22.2)	29.577	29.505
Total	426.404	484.469

El saldo recogido en el epígrafe "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 1.477 miles de euros y de 954 miles de euros respectivamente, correspondientes al porcentaje de participación de Galp Gas Natural, S.A. en ambas sociedades.
- Ventas de inmovilizado a Gasoducto de Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V. por parte de Enagás Transporte, S.A.U. por importe de 1.946 miles de euros.
- A los servicios prestados por Enagás Internacional, S.L.U. a Gasoducto del Sur Peruano, S.A., y al grupo Swedegas por importe de 1.281 miles de euros y 124 miles de euros respectivamente.
- Adicionalmente se encuentran registrados 632 miles de euros y 167 miles de euros por los servicios prestados por Enagás, S.A. a E.C. Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V. y Bahía de Bizkaia Gas, S.L., respectivamente.

Dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás, registra el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento como transportista por importe de 358.490 miles de euros correspondiente al ejercicio 2015, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 2.311 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro de 360.801 miles de euros. Los deudores comerciales relacionados con la actividad regulada siguen el sistema de liquidación establecido en la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos.

Adicionalmente, dentro del epígrafe Deudores varios, Enagás Transporte, S.A.U. 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, por importe de 601 miles de euros (5.688 miles de euros al 31 de diciembre de 2014). Dicha tasa grava las mercancías de los cargamentos de gas natural que los agentes descargan en las plantas de regasificación, entre otras, de las que Enagás Transporte, S.A.U. es titular desde el ejercicio 2012 en los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva.

En relación a la situación con las empresas comercializadoras sobre el pago de dicha tasa, el Tribunal Supremo, en Sentencias de fecha de 27 de noviembre de 2014 y de 10 de diciembre de 2014, ha confirmado definitivamente la situación en relación al derecho de opción y a las liquidaciones de la Autoridad Portuaria de Barcelona y de Huelva derivadas del mismo, reconociéndose el derecho al cobro de Enagás Transporte, S.A.U. por parte de las sociedades comercializadoras. Respecto al derecho de opción ejercido ante la Autoridad Portuaria de Cartagena, la controversia se encuentra actualmente pendiente de resolución del Tribunal Económico Administrativo Central. No obstante, la doctrina que resulta de las Sentencias expresadas del Tribunal Supremo permiten anticipar el resultado de la controversia. En este sentido, el Tribunal Superior de Justicia de Murcia está resolviendo a favor de Enagás Transporte S.A.U. y la Abogacía del Estado se está allanando a las demandas presentadas por el Grupo Enagás en los procedimientos judiciales en curso ante dicho Tribunal (por todas, sentencia de 26 de enero de 2016, del TSJ de Murcia). Por tanto, la Sociedad considera que el riesgo de no recuperación de estas cuentas a cobrar es remoto a cierre del ejercicio 2015.

El epígrafe de "Activos por impuestos corrientes" a 31 de diciembre de 2015 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 (véase Nota 22).

Tal y como se indica en la Nota 18, el Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, puesto que opera en un entorno regulado con escenarios planificados.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

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

12. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
Tesorería	224.628	116.732
Otros activos líquidos	-	434.717
Total	224.628	551.449

Tal y como se indica en la Nota 16, el Grupo Enagás cuenta con préstamos y líneas de crédito no dispuestas a fin de garantizar la liquidez. En este sentido, las disponibilidades financieras con las que el Grupo Enagás cuenta a 31 de diciembre de 2015 son las siguientes:

Disponibilidades Financieras	31.12.2015	31.12.2014
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	224.628	551.449
Otras disponibilidades financieras (Nota 16)	2.042.915	1.891.387
Total Disponibilidades Financieras	2.267.543	2.442.836

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

13. Patrimonio neto y Fondos propios

13.1 Capital Social

Al cierre de los ejercicios 2015 y 2014 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 2015 de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. se situó en 26,000 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 27 de abril con un precio de 28,475 euros por acción.

Cabe destacar que, tras la publicación de la Disposición Adicional Trigésima Primera de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, vigente desde la entrada en vigor de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, se establece que "ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 3%. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto". Asimismo, se establece que "aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital social de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 1%. Estas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto".

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 las participaciones más significativas en el capital social de Enagás S.A. son las siguientes (datos obtenidos de la página “web” de la Comisión Nacional del Mercado de Valores: www.cnmv.es):

Sociedad	Participación en el capital social %	
	2015	2014
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000	5,000
Bank of America Corporation	3,614	-
Retail Oeics Aggregate	1,010	1,010
Fidelity International Limited	0,962	1,973
Omán Oil Company, S.A.O.C.	-	5,000

Durante el ejercicio 2015, la estructura accionarial de Enagás, S.A. ha presentado los siguientes movimientos:

- Fidelity International Limited con fecha 13 de febrero de 2015, comunicó a la CNMV una reducción en su participación hasta 0,962%, dejando de ser desde ese momento partícipe significativo de Enagás, S.A.
- Por su parte, Oman Oil Holdings Spain, S.L.U. ha dejado de ser partícipe de Enagás, S.A. desde el 20 de mayo de 2015. Concretamente, Oman Oil Holdings Spain, S.L.U. comunicó a la CNMV el 19 de mayo de 2015 haber iniciado una colocación privada entre inversores cualificados nacionales e internacionales de un paquete de 11.936.702 acciones representativas del 5,00% de su capital social de Enagás, S.A. La colocación se ha llevado a cabo mediante una “colocación acelerada” o “*accelerated bookbuilt offer*” a través de las entidades colocadoras Citigroup Global Markets Limited y Deutsche Bank A.G London Branch. El 20 de mayo de 2015, las entidades colocadoras citadas anteriormente, anunciaron la finalización de dicho proceso. Como consecuencia de esta venta, Oman Oil Holdings Spain, S.L.U., ha vendido la totalidad de su participación en Enagás, S.A.
- Por último, con fecha 9 de julio de 2015, Bank of America Corporation se ha convertido en accionista significativo de Enagás, S.A. alcanzando el 3,614% de participación.

A cierre de los ejercicios 2015 y 2014, el Grupo no dispone de autocartera.

13.2 Reservas

Reserva legal

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

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

A cierre de los ejercicios 2015 y 2014 esta reserva se encontraba completamente constituida, por importe de 71.620 miles de euros (incluida en el epígrafe “Reservas” del balance de situación consolidado adjunto), habiéndose alcanzado el porcentaje requerido por la Ley de Sociedades de Capital con la propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2003.

13.3 Propuesta de reparto de resultado de la sociedad dominante

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2015 de la sociedad matriz Enagás, S.A., formulada por el Consejo de Administración y que se someterá a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas es la siguiente (en miles de euros):

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

	2015
A dividendos	315.129
A reservas voluntarias	38.537
	353.666

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 23 de noviembre de 2015 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2015 por importe de 126.052 miles de euros (0,528 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 2015, fueron los siguientes:

Miles de euros	
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2015
Resultado contable neto	60.193
10% Reserva Legal	-
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	300.000
Resultado "disponible" para distribución	360.193
Previsión del pago a cuenta	(126.052)
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:	
- Saldo de tesorería	150.971
- Cobros proyectados en el periodo considerado	95.623
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	1.650.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta)	(58.759)
Saldo previsto de tesorería	1.837.835

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 17 de diciembre de 2015.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,792 euros por acción) está sujeto a la aprobación de los accionistas en la Junta General Ordinaria y no se incluye como pasivo en los presentes estados financieros. En este sentido, este dividendo bruto complementario ascenderá a un importe de 189.077 miles de euros.

13.4 Dividendos totales pagados

Adicionalmente al dividendo a cuenta del ejercicio 2015 indicado en la Nota 13.3, la sociedad Enagás, S.A. distribuyó durante el ejercicio 2015 el dividendo bruto complementario del ejercicio 2014.

Dicho dividendo ascendió a 186.213 miles de euros (0,780 euros por acción), y fue pagado en el 2 de julio de 2015.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

13.5 Ajustes por cambio de valor

Los ajustes por cambio de valor registrados por el Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014 se corresponden con los conceptos siguientes:

	31.12.2015	31.12.2014
Diferencias de conversión	64.581	29.223
Cobertura de flujos de efectivo	(6.355)	(1.668)
Total Ajustes Cambios Valor	58.226	27.555

Operaciones de cobertura

Corresponde a los derivados contratados por la compañía y designados como cobertura de flujos de efectivo (véase Nota 19).

Los movimientos producidos en estas operaciones en los ejercicios 2015 y 2014 son los siguientes:

Ejercicio 2015

	Miles de euros			
	01.01.2015	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2015
Cobertura de flujos de efectivo	(4.053)	(18.218)	12.664	(9.607)
Impuestos reconocidos en patrimonio	2.385	4.581	(3.714)	3.252
Total	(1.668)	(13.637)	8.950	(6.355)

Ejercicio 2014

	Miles de euros			
	01.01.2014	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2014
Cobertura de flujos de efectivo	11.353	(20.649)	5.243	(4.053)
Impuestos reconocidos en patrimonio	(928)	5.284	(1.971)	2.385
Total	10.425	(15.365)	3.272	(1.668)

En relación con el anterior, el movimiento del ejercicio 2015 y 2014 considerando el método de consolidación de las sociedades ha sido el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

	Sociedades consolidadas por integración global	Sociedades consolidadas por método de participación	Total
Patrimonio Neto 31.12.13	(2.076)	12.501	10.425
Por valoración de instrumentos financieros	(7.944)	(12.705)	(20.649)
Efecto impositivo	2.063	3.221	5.284
Transferencias PYG	10.391	(5.148)	5.243
Efecto impositivo	(3.114)	1.143	(1.971)
Patrimonio Neto 31.12.14	(680)	(988)	(1.668)
Por valoración de instrumentos financieros	(15.656)	(2.562)	(18.218)
Efecto impositivo	3.914	667	4.581
Transferencias PYG	10.326	2.338	12.664
Efecto impositivo	(2.891)	(823)	(3.714)
Patrimonio Neto 31.12.15	(4.987)	(1.368)	(6.355)

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

En este sentido, las sociedades que se consolidan por el método de integración global aplican la tasa impositiva aplicable en España (28%). Adicionalmente, de acuerdo a la reforma fiscal que se llevó a cabo durante 2014 el Grupo ha procedido a actualizar los importes de activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en patrimonio al tipo impositivo al que se espera sean recuperados o cancelados (25% a partir del 1 de enero de 2016).

Respecto a las sociedades consolidadas por el método de la participación se emplean las tasas impositivas de aplicación en su país: España (28%), Chile (22,5%), México (30%), Suecia (22%), Perú (28%) y para la sociedad TAP se ha aplicado tipo nominal (15%). Durante el ejercicio 2014, se realizó una reforma tributaria del Impuesto sobre Sociedades en Chile que se comenzó a aplicar a partir del 1 de enero de 2014, que supone incrementar progresivamente y por tramos los tipos impositivos del 20% hasta el 27% (a partir de 2018). En este sentido, el Grupo ha procedido a actualizar los importes de activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en patrimonio al tipo impositivo al que se espera sean recuperados o cancelados.

13.6 Intereses Minoritarios

El movimiento del epígrafe de Intereses Minoritarios reconocido en el Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado para los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

	Saldo a 31.12.2014	Dividendos distribuidos	Atribución de resultados	Saldo a 31.12.2015
Ente Vasco de la Energía	14.247	(831)	1.019	14.435
Total	14.247	(831)	1.019	14.435

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

Los 14.435 miles de euros reconocidos como intereses minoritarios se corresponden con la participación del 10% que el Ente Vasco de la Energía mantiene en la sociedad Enagás Transporte del Norte, S.L.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

14. Beneficio por acción

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

De acuerdo con ello:

	2015	2014	Variación
Resultado neto del ejercicio atribuido a la sociedad dominante (miles de euros)	412.662	406.533	1,5%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
Beneficio básico por acción en euros	1,7285	1,7029	1,5%

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 2015 y 31 de diciembre de 2014 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coincide.

15. Provisiones y pasivos contingentes

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.

15.1 Provisiones no corrientes

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo del epígrafe "Provisiones no corrientes" durante el ejercicio 2015 ha sido el siguiente:

Provisiones no corrientes	Saldo Inicial	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Saldo Final
Retribuciones al personal	102	901	-	(1.003)	-
Otras responsabilidades	4.897	6.938	-	(95)	11.740
Desmantelamiento	158.341	-	(3.057)	-	155.284
Total provisiones no corrientes	163.340	7.839	(3.057)	(1.098)	167.024

Las principales variaciones en el movimiento de las provisiones se corresponden con el reconocimiento, conforme a la NIC 28 (Véase Nota 2.4), en Enagás Internacional, S.L.U. de un pasivo por importe total de 5.721 miles de euros, derivado de las pérdidas de determinadas sociedades participadas excediendo el importe de su participación así como a la reversión de la provisión por costes de desmantelamiento por una mejor estimación de los costes finales.

En relación a las provisiones por desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos de Gaviota, Yela y Serrablo, así como las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón, según el marco normativo vigente (Véase Nota 4), el movimiento del ejercicio 2015 se corresponde principalmente con la actualización financiera de dicha provisión, así como con la reestimación realizada al 31 de diciembre de 2015 de los posibles cambios en el calendario e importe de los flujos de efectivo estimados para cancelar la

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

obligación asociada al desmantelamiento de dichos activos, así como del tipo de descuento empleado para la determinación del valor actual de la provisión (véase Nota 3.c).

Las actualizaciones financieras de las provisiones por desmantelamiento se registran principalmente con cargo al epígrafe “Gastos financieros y gastos asimilados” de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta, y se corresponden con las actualizaciones de los costes de desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos y las plantas de regasificación.

15.2 Pasivos contingentes

A 31 de diciembre de 2015, como pasivo contingente el Grupo mantiene un litigio de la Sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), en donde el Tribunal Supremo de Madrid con fecha 3 de diciembre de 2015 señaló votación y fallo, obligándose a la Sociedad a reintegrar la subvención recibida por parte del FEDER para la planta de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), por un importe total de 1.259 miles de euros (principal e intereses incluidos).

16. Pasivos financieros

El saldo de las cuentas del epígrafe “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” al cierre del ejercicio 2015 y 2014 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	1.758.319	1.621.347	2.323.400	2.040.968	19.482	21.748	4.101.201	3.684.063
Acreedores comerciales (Nota 20)	-	-	-	-	93	216	93	216
Derivados (Nota 19)	-	-	-	-	91.458	50.812	91.458	50.812
Total	1.758.319	1.621.347	2.323.400	2.040.968	111.033	72.776	4.192.752	3.735.091

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos financieros corrientes	125.790	116.216	259.402	813.888	4.159	2.462	389.351	932.566
Acreedores comerciales (Nota 20)	-	-	-	-	241.201	235.808	241.201	235.808
Derivados (Nota 19)	-	-	-	-	13.403	10.675	13.403	10.675
Total	125.790	116.216	259.402	813.888	258.763	248.945	643.955	1.179.049

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

Ejercicio 2015

	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	259.402	468.465	-	-	1.854.935	2.582.802
Deudas con entidades de crédito	125.790	288.890	151.742	141.742	1.175.945	1.884.109
Derivados (Nota 19)	13.403	10.545	10.259	10.275	60.379	104.861
Acreedores comerciales y otros	245.360	923	17.268	476	908	264.935
Total	643.955	768.823	179.269	152.493	3.092.167	4.836.707

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	813.888	399.954	751.301	-	889.713	2.854.856
Deudas con entidades de crédito	116.216	205.561	151.742	171.742	1.092.302	1.737.563
Derivados (Nota 19)	10.675	9.614	7.834	7.679	25.685	61.487
Acreedores comerciales y otros	238.270	18.402	923	568	2.071	260.234
Total	1.179.049	633.531	911.800	179.989	2.009.771	4.914.140

A 31 de diciembre de 2015, el Grupo tenía concedidas líneas de crédito por un importe de 2.180.054 (1.720.000 miles de euros en 2014), siendo el importe no dispuesto de las mismas de 2.042.915 miles de euros (1.714.448 miles de euros en 2014). Asimismo durante 2014 el Grupo tenía concedidos préstamos no dispuestos por importe de 176.939 miles de euros.

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

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2015 para la deuda financiera neta del Grupo ha sido del 2.7% (3,2% en 2014). El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre ascendía al 82%, siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2015 de 6,6 años.

Los Administradores estiman que el valor razonable de las deudas con entidades de crédito y otras obligaciones a 31 de diciembre de 2015 no difiere de manera significativa con respecto al valor contable de las mismas. La sensibilidad del mencionado valor razonable ante fluctuaciones de los tipos de interés es la siguiente:

	Miles de euros			
	Variación tipos de interés			
	2015		2014	
	25 pbs	-25 pbs	25 pbs	-25 pbs
Variación en el valor de la deuda	10.914	(10.914)	10.100	(10.100)

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	-	104.861	-	104.861
Total	-	104.861	-	104.861

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

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

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

La información relativa a los instrumentos financieros derivados dentro de los pasivos financieros se recoge en la Nota 19.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Deudas con entidades de crédito

El movimiento de este epígrafe durante los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Ejercicio 2015

	Saldo al 31.12.2014	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2015
Deudas con entidades de crédito	1.737.563	345.020	(110.000)	(88.474)	1.884.109
Total	1.737.563	345.020	(110.000)	(88.474)	1.884.109

Ejercicio 2014

	Saldo al 31.12.2013	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2014
Deudas con entidades de crédito	1.809.775	452.942	(527.743)	2.589	1.737.563
Total	1.809.775	452.942	(527.743)	2.589	1.737.563

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2015 cabe destacar:

- La formalización por parte de Enagás Internacional, S.L.U. de una línea de crédito por importe máximo de 500.000 miles de dólares estadounidenses garantizada por Enagás S.A. y de vencimiento en 2017. A 31 de diciembre de 2015 el saldo dispuesto ascendía a 137.138 miles de euros.
- Respecto a la línea de financiación multdivisa formalizada en 2013 bajo la modalidad de Club Deal, ésta fue renovada en 2014, formalizándose una ampliación del importe hasta un total de 1.500.000 miles de euros y una extensión del vencimiento hasta diciembre de 2019, si bien Enagás, S.A. podía solicitar la extensión por uno o dos años adicionales, sujeto a la aprobación de los prestamistas. Durante el ejercicio 2015, la Sociedad ha hecho efectiva la primera extensión prevista en el contrato hasta 2020 sobre un importe de 1.450.000 miles de euros. No se han realizado disposiciones de esta financiación en 2015.
- La disposición por parte de Enagás, S.A. del último tramo disponible por importe de 110.000 miles de euros del préstamo concedido por el Banco Europeo de Inversiones en 2008 por un total de 1.000.000 miles de euros. La duración de esta disposición está fijada en 10 años, teniendo un periodo de carencia de 4 años.
- La formalización por parte de Enagás Internacional, S.L.U. de un préstamo bancario con vencimiento 2022 por importe de 898.800 miles de coronas suecas.

Obligaciones y otros valores negociables

El movimiento de este epígrafe durante los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2015

	Saldo al 31.12.2014	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2015
Obligaciones y otros valores negociables	2.854.856	1.624.000	(1.856.300)	(39.754)	2.582.802
Total	2.854.856	1.624.000	(1.856.300)	(39.754)	2.582.802

Ejercicio 2014

	Saldo al 31.12.2013	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2014
Obligaciones y otros valores negociables	2.148.272	1.720.787	(1.042.220)	28.017	2.854.856
Total	2.148.272	1.720.787	(1.042.220)	28.017	2.854.856

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2015 cabe destacar:

- El 23 de enero de 2015 Enagás Financiaciones, S.A.U. llevó a cabo una emisión de bonos a 10 años por importe de 600 millones de euros con un cupón anual de 1,25%, garantizada por Enagás, S.A. Parte de este bono, en concreto 259 millones de euros, fue utilizado para amortizar parcialmente 282 millones de una emisión de bonos anterior por importe de 750 millones de euros con cupón 4,25% y vencimiento el 5 de octubre de 2017. Los fondos correspondientes a esta emisión fueron desembolsados el 6 de febrero de 2015.
- El 10 de marzo de 2015 Enagás Financiaciones, S.A.U. llevó a cabo una emisión de bonos a 8 años por importe de 400 millones de euros con un cupón anual de 1,00%, garantizada por Enagás, S.A. Los bonos fueron permutados en su totalidad por unos bonos emitidos con anterioridad por el mismo importe a tipo variable y con vencimiento en 2016. Los fondos correspondientes a esta emisión fueron desembolsados el 25 de marzo de 2015.
- Con fecha 18 de mayo de 2015 la sociedad Enagás Financiaciones, S.A.U. ha renovado el programa Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 4.000 millones de euros e inscrito en la Bolsa de Luxemburgo en el año 2012, actuando la sociedad Enagás, S.A. como garante.
- El 18 de mayo de 2015 Enagás, S.A. ha renovado el programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe máximo de 1.000 millones de euros e inscrito en la Irish Stock Exchange en 2011. Banco Santander es el arranger (coordinador de la operación) del programa, entidad que junto con 9 bancos más, actúan como dealers (intermediarios) designados. A 31 de diciembre de 2015 el saldo dispuesto del programa es de 230.000 miles de euros (230.000 miles de euros a 31 de diciembre de 2014), habiéndose producido emisiones durante el ejercicio 2015 por importe nominal de 624.000 miles de euros y amortizaciones por importe de 624.000 miles de euros

Otros pasivos financieros

Dentro del epígrafe de "Otros" se recoge principalmente:

- Dentro de "Pasivos financieros corrientes y no corrientes", en la clase de Derivados y otros, se recoge el préstamo concedido por la Secretaría General de la Energía, el cual forma parte de las ayudas previstas en el Programa Nacional de la Energía que concede el Ministerio de Industria Turismo y

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

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 169 miles de euros se amortizaron en 2010 y 466 miles de euros se amortizaron tanto en 2011 como en 2012, 2013, 2014 y 2015. Al 31 de diciembre de 2015, 299 miles de euros se encuentran a largo plazo y 467 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.

- Asimismo, se incluye el préstamo con la Secretaría General de Industria, el cual forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al “Proyecto de diseño y desarrollo de un banco de calibración de contadores de gas de alta presión”, que está llevando a cabo la Sociedad Enagás Transporte, S.A.U. El importe total del préstamo concedido es de 1.100 miles de euros, reembolsándose en 2009, 204 miles de euros tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida. En 2011 se amortizaron 57 miles de euros y durante los ejercicios 2012, 2013, 2014 y 2015, se han amortizado 128 miles de euros anuales. Al 31 de diciembre de 2015, 199 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 es de 3.598 miles de euros. En 2009 se reembolsó 108 miles de euros, tras solicitud de la Secretaría General de Industria, para ajustar la ayuda recibida con la cantidad realmente invertida y en 2012 se ha reembolsado 13 miles de euros bajo el mismo concepto. En 2012 se amortizaron 22 miles de euros, en 2013 se amortizaron 64 miles de euros, en 2014 se amortizaron 164 miles de euros y en 2015 se han amortizado 497 miles euros. Al 31 de diciembre de 2015, 2.235 miles de euros se encuentran a largo plazo y 495 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.

Adicionalmente, y en relación con la participación que el Grupo ostenta en Enagás Transporte del Norte, S.L., en el acuerdo de socios firmado entre Enagás Transporte, S.A.U. y EVE, se recoge en el epígrafe de “otros pasivos financieros no corrientes” la opción de venta de la participación del 10% propiedad del EVE ejercitable en el mes de julio de 2018. Al cierre del ejercicio 2014, la fecha de ejercicio de la opción se situaba en el mes de julio de 2016, sin embargo, con fecha 15 de noviembre de 2015 el EVE, de conformidad con la cláusula sexta del referido acuerdo de socios notificó la prórroga del plazo de duración del acuerdo, extendiéndose la vigencia hasta el 20 de julio de 2018. A 31 de diciembre de 2015, el valor razonable de esta opción asciende a 16.700 miles de euros (17.100 miles de euros a 31 de diciembre de 2014).

17. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

Miles de Euros	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A.	Canon Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Conexiones a la Red Básica	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.652	15.087	55.548	77.287
Altas	-	-	1.588	1.588
Bajas	-	-	(19.083)	(19.083)
Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(635)	(3.741)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	5.702	12.931	37.418	56.051
Bajas	-	-	(1.466)	(1.466)
Imputación a resultados	(951)	(2.154)	(941)	(4.046)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	4.751	10.777	35.011	50.539

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

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

Durante el ejercicio 2006 se procedió a reconocer la periodificación de los ingresos por conexiones a la Red Básica. Las bajas correspondientes a las acometidas de la red básica registradas en 2015 se corresponden con distintas devoluciones que se han realizado a clientes.

18. Política de gestión de riesgos y capital

18.1 Información cualitativa

El Grupo Enagás está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante un modelo de control y gestión de riesgos, orientado a garantizar la continuidad de negocio y la consecución de los objetivos de la compañía de forma predecible y con un perfil de riesgo agregado medio-bajo, basado en:

- el establecimiento de un marco de apetito al riesgo alineado con los objetivos de negocio y el contexto de mercado en el que se desarrollan las actividades de la compañía;
- la consideración de unas tipologías estándar de riesgos a los que está sometida la compañía;
- la existencia de unos Órganos de Gobierno con responsabilidades en materia de riesgos;
- la segregación e independencia de las funciones de control y gestión de riesgos en tres niveles de “defensa”.

El análisis integral de todos los riesgos permite un adecuado control y gestión de los mismos, entendiendo las relaciones entre ellos y facilitando su valoración conjunta. Enagás ha establecido un marco normativo a través de la “Política y la Norma General de Control y Gestión de Riesgos”, que define los principios básicos por los que se rige la función de riesgos e identifica las responsabilidades de los diferentes órganos de la empresa.

La función de control y gestión de riesgos está articulada en torno a tres líneas de defensa, que presentan roles y responsabilidades diferenciadas:

- 1ª línea de defensa: constituida por las unidades organizativas que asumen riesgos en el desarrollo ordinario de sus actividades. Son los propietarios de los riesgos y los responsables de su identificación y medición.
- 2ª línea de defensa: constituida por la Dirección de Riesgos, encargada de asegurar el buen funcionamiento del sistema de control y gestión de riesgo, definir el marco normativo y metodológico y realizar el seguimiento periódico y control global de los riesgos de la Compañía.
- 3ª línea de defensa: constituida por la Dirección de Auditoría Interna, responsable de supervisar la eficiencia de los controles de riesgos establecidos.

Los Órganos de Gobierno en materia de control y gestión de riesgos son:

- Comisión de Auditoría y Cumplimiento: cuyas principales funciones son supervisar la eficacia de los sistemas de riesgos y evaluar los riesgos de la compañía (identificación, medición y establecimiento de las medidas de gestión);
- Comité de Riesgos: cuyas principales funciones son establecer la estrategia global de riesgos, establecer los límites de riesgo globales de la compañía, revisar el nivel de exposición al riesgo y las actuaciones de corrección en caso de incumplimientos.

A continuación, se indican los principales riesgos de naturaleza financiera y fiscal a los que está expuesto el Grupo:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito comprende las posibles pérdidas derivadas del incumplimiento de pago de las obligaciones dinerarias o cuantificables de una contraparte a la que el Grupo Enagás ha otorgado crédito neto y está pendiente de liquidación o cobro.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, este riesgo es históricamente limitado, ya que el Grupo opera en un entorno regulado con escenarios planificados (véase Nota 11).

El Grupo Enagás está también expuesto al riesgo de posibles incumplimientos de sus contrapartes en las operaciones con derivados financieros y colocación de excedentes de tesorería. Para mitigar este riesgo, las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan de forma diversificada con entidades de elevada solvencia.

Riesgo de tipo de interés

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

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

Dependiendo de las estimaciones del Grupo Enagás y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos (véanse Notas 3.i, 16 y 19).

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge en el Grupo Enagás por las operaciones de deuda denominada en moneda extranjera, a los ingresos y gastos de las sociedades dependientes cuya moneda funcional no es el euro y en el efecto de conversión de los estados financieros de aquellas sociedades cuya moneda funcional no es el euro en el proceso de consolidación. A fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo cuenta con financiación obtenida en dólares estadounidenses y coronas suecas, así como con la contratación de instrumentos financieros derivados, los cuales son designados posteriormente como instrumentos de cobertura (véanse Notas 3.i, 16 y 19). Adicionalmente, el Grupo Enagás persigue que se produzca un equilibrio entre los flujos de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera en cada una de las sociedades.

Riesgo de liquidez

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

La política de liquidez seguida por el Grupo Enagás está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago de corto plazo, adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas en el corto plazo. Para ello, se utilizan diferentes medidas de gestión tales como el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe, plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida.

La Deuda financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2015 tiene un vencimiento medio de 6,6 años.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Otros Riesgos

Dada la naturaleza dinámica del negocio y de sus riesgos, y a pesar de contar con un sistema de control y gestión de riesgos que responde a las mejores recomendaciones y prácticas internacionales, no puede descartarse que algún riesgo no esté identificado en el sistema integral de riesgos del Grupo Enagás.

18.2 Información cuantitativa

a) Riesgo de tipo de interés:

	31.12.2015	31.12.2014
Porcentaje de deuda financiera referenciada a tipos protegidos	82%	81%

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

	Miles de euros			
	Variación tipos de interés			
	2015		2014	
	25 pbs	-25 pbs	25 pbs	-25 pbs
Variación en gasto financiero	2.599	(2.599)	3.189	(3.189)

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

b) Riesgo de tipo de cambio

El Grupo Enagás obtiene su financiación fundamentalmente en euros, si bien tiene determinada financiación en dólares estadounidenses, yenes japoneses y SEK. La divisa que genera la mayor exposición a cambios en el tipo de cambio es el dólar estadounidense, dado que la financiación en yenes se encuentra cubierta mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase Nota 19).

La exposición del Grupo a variaciones en el tipo de cambio dólar estadounidense/euro viene determinada fundamentalmente, tal y como se recoge en la Nota 2.4, por la conversión de Estados Financieros en moneda extranjera de las sociedades: Enagás Internacional, S.L.U., Enagás U.S.A, LLC., Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., Morelos O&M, S.A.P.I de C.V., Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V., Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V, Estación de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V., TgP, GSP, Estación de Compresión Soto La Marina EPC S.A.P.I. de C.V., Estación de Compresión Soto La Marina O&M, S.A.P.I de C.V., Enagás Perú, S.A.C., Enagás México S.A. de C.V. y el subgrupo consolidado Chile, cuya moneda funcional es el dólar estadounidense. Adicionalmente, COGA tiene como moneda funcional el nuevo sol peruano y Knubbsäl Topholding AB, matriz del subconsolidado del Grupo Swedegas, la corona sueca (SEK).

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

La sensibilidad del resultado del ejercicio y del patrimonio neto, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo Enagás al 31 de diciembre 2015, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

	Miles de euros			
	Apreciación / (Depreciación) del euro frente al dólar			
	2015		2014	
	5,00%	-5,00%	5,00%	-5,00%
Efecto en el resultado después de impuestos	(971)	971	(1.603)	1.740
Efecto en el patrimonio neto	(30.734)	33.969	(17.889)	19.772

18.3 Gestión del capital

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

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

A continuación se detalla el apalancamiento financiero a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	2015	2014
Deudas con entidades de crédito (Nota 16)	1.884.109	1.737.563
Obligaciones y otros valores negociables (*)	2.573.658	2.867.972
Otros pasivos financieros (**)	3.887	4.958
Efectivo y equivalentes (Nota 12)	(224.628)	(551.449)
Deuda financiera neta	4.237.026	4.059.044
Fondos Propios	2.318.911	2.218.514
Ratio de apalancamiento	64,6%	64,7%

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

(**) No incluye el valor presente de la opción de venta que tiene el EVE de su participación en Enagás Transporte del Norte, S.L., que se indica en la nota 15.1, (16.700 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 y 17.100 miles de euros a 31 de diciembre de 2014), ni el pasivo financiero que el grupo mantiene con las AIEs que será compensado a través de la imputación de las bases imponibles negativas que dichas sociedades vayan generando (3.054 miles de euros en 2015 y 2.369 miles de euros en 2014)

Asimismo, la agencia de calificación crediticia Standard & Poor's ha mejorado el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. pasando de "BBB" en el ejercicio 2014 a "A-" con perspectiva estable a 31 de diciembre de 2015. Por su parte, la calificación de Enagás, S.A. para Fitch Ratings a 31 de diciembre de 2015, también se establece en "A-", con perspectiva estable.

19. 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. Durante el ejercicio 2015 no se ha producido la contratación de ningún instrumento financiero derivado adicional a los existentes en el ejercicio 2014.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

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

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

El valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y 2014 de dichos derivados de cobertura es:

Ejercicio 2015

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
						Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	-	(3.023)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	100.000	Euros	mayo-2017	-	(413)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre-2019	-	(1.208)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	enero-2020	-	(863)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	65.000	Euros	marzo-2020	-	(542)
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	Euros	abril-2022	-	(98.812)
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	8.686	-
Total			1.487.805			8.686	(104.861)

Ejercicio 2014

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

La variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de las sociedades que consolidan por el método de integración global durante el ejercicio 2015 ha sido la siguiente:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	31.12.2014	Ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto		Transferencia a las cuentas de pérdidas y ganancias		Otras variaciones (*)	31.12.2015		
							Operaciones de cobertura	Diferencias de conversión	Variaciones en el resultado	Riesgo de contraparte				
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	(3.945)	(1.113)	-	2.122	-	(87)	(3.023)		
			200.000	Euros	junio-2015	(1.061)	-	-	1.061	-	-	-		
			100.000	Euros	mayo-2017	(81)	(444)	-	112	-	-	-	(413)	
			150.000	Euros	diciembre-2019	(396)	(891)	-	397	-	-	(318)	(1.208)	
			150.000	Euros	enero-2020	(222)	(943)	-	(943)	-	303	-	(1)	(863)
			65.000	Euros	marzo-2020	(126)	(587)	-	(587)	-	171	-	-	(542)
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	(12.461)	-	-	-	(1.113)	22.260	8.686		
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	Euros	abril-2022	(43.195)	(11.678)	(53.302)	6.160	3.203	-	(98.812)		
Total			1.687.805			(61.487)	(15.656)	(53.302)	10.326	2.090	21.854	(96.175)		

(*) En esta variación se registran los intereses devengados y no pagados, otras comisiones por instrumentos financieros derivados así como la variación en el valor razonable del derivado de cobertura.

Cobertura de flujos de efectivo

Al cierre del ejercicio 2015 el importe registrado en la Cuenta de Resultados Consolidada correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo descritos anteriormente (swap tipo de interés) ascendió a 4.166 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:

Importe contratado (miles de euros)	Moneda	Vencimiento	Total	2016	2017	2018 y siguientes
475.000	Euros	enero-2017	(3.023)	(2.849)	(174)	-
100.000	Euros	mayo-2017	(413)	(301)	(112)	-
150.000	Euros	diciembre-2019	(1.208)	(298)	(298)	(612)
150.000	Euros	enero-2020	(863)	(211)	(211)	(441)
65.000	Euros	marzo-2020	(542)	(126)	(126)	(290)
940.000			(6.049)	(3.785)	(921)	(1.343)

Cobertura de valor razonable

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

En la fecha de inicio del CCS se intercambian los principales de forma que Enagás recibió 147.500 miles de euros y pagó 20.000 millones de JPY, dicho elemento se registra a valor razonable con cambios en la Cuenta de Resultados Consolidada. Asimismo, hasta el vencimiento Enagás recibirá intereses a tipo fijo en JPY y pagará Euribor 6m. Al vencimiento del contrato, Enagás recibirá el principal en JPY y devolverá el principal en euros fijado inicialmente.

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

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

Miles de euros	Valor razonable 31.12.2014	Valor razonable 31.12.2015	Variación (Cuenta Resultados)
Valoración del derivado (+activo/-pasivo)	(12.461)	8.686	21.147
Valoración del instrumento cubierto (pasivo)	(134.398)	(156.658)	(22.260)
Total importe neto reconocido en Resultados (gasto)			(1.113)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Cobertura de inversión neta en el extranjero

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

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

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

La valoración del riesgo de contraparte de acuerdo con NIIF 13 (véase metodología de cálculo en Nota 3.i) ha supuesto un ingreso en la Cuenta de Resultados Consolidada por importe de 3.203 miles de euros.

El valor razonable de este instrumento a 31 de diciembre de 2015 es de 98.812 miles de euros (43.195 miles de euros en 2014), de los cuales 9.624 miles de euros (7.533 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) se encuentran registrados a corto plazo en la categoría de derivados incluidos en el epígrafe “Pasivos financieros corrientes”.

20. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle del epígrafe Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar a 31 de diciembre de 2015 y de 2014 es el siguiente:

	31.12.2015	31.12.2014
Deudas con empresas vinculadas (Véase Nota 29)	2.439	1.991
Resto de proveedores	181.156	196.308
Otros acreedores	20.600	5.276
Pasivo por impuesto corriente (ver Nota 22)	37.006	32.233
Total	241.201	235.808

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

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

Información sobre el periodo medio de pago. Disposición adicional tercera. “Deber de información” de la Ley 15/2010, de 5 de julio

A continuación se detalla la información requerida por la Disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre) preparada conforme a la Resolución del ICAC de 29 de enero de 2016, sobre la información a incorporar en la memoria de las cuentas anuales en relación con el periodo medio de pago a proveedores en operaciones comerciales.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

De acuerdo con lo permitido en la Disposición adicional única de la Resolución anteriormente mencionada, al ser éste el primer ejercicio de aplicación de la misma, no se presenta información comparativa.

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

	2015
	Días
Ratio de las operaciones pagadas	22
Ratio de las operaciones pendientes de pago	11
Periodo medio de pago a proveedores (PMPP)	22
	Importe (Miles de euros)
Total de pagos realizados	647.580
Total de pagos pendientes	39.688

Conforme a la Resolución del ICAC, para el cálculo del período medio de pago a proveedores se han tenido en cuenta las operaciones comerciales correspondientes a la entrega de bienes o prestaciones de servicios devengadas desde la fecha de entrada en vigor de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre.

Se consideran proveedores, a los exclusivos efectos de dar la información prevista en esta Resolución, a los acreedores comerciales por deudas con suministradores de bienes o servicios, incluidos en las partidas "Proveedores", "Proveedores, empresas del grupo y asociadas" y "Acreedores varios" del pasivo corriente del balance de situación.

Se entiende por "Periodo medio de pago a proveedores" el plazo que transcurre desde la entrega de los bienes o la prestación de los servicios a cargo del proveedor y el pago material de la operación.

El plazo máximo legal de pago aplicable a la Sociedad en el ejercicio 2015 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 60 días; en la obtención de los datos anteriormente comentados, han quedado excluidas las obligaciones de pago que hayan sido objeto de retención como consecuencia de embargos, mandamientos de ejecución, procedimientos administrativos de compensación o actos análogos dictados por órganos judiciales o administrativos.

21. 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 2.304 miles de euros en el ejercicio 2015 (2.283 miles de euros en el ejercicio 2014), que se encuentran registrados en el epígrafe "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta (véase Nota 24.1).

22. Situación fiscal

22.1 Reforma fiscal

Con la entrada en vigor el 1 de enero de 2015 de la nueva Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, se ha reducido el tipo impositivo del Impuesto sobre Sociedades al 28% en 2015 (en 2014 el tipo impositivo del Impuesto sobre Sociedades era del 30%). Adicionalmente, para el ejercicio 2016 y siguientes, está prevista una bajada del tipo impositivo del gasto por Impuesto de Sociedades al 25%.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

22.2 Declaración fiscal

Desde el 1 de enero de 2013, Enagás, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 493/12 (véase Nota 3.p), tributando en el Régimen de Consolidación Fiscal regulado en el Capítulo VI del Título VII de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, 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.

Durante el ejercicio 2015, el Grupo Consolidado Fiscal 493/12, dejó de integrar a la Sociedad Enagás Altamira, S.L.U. como consecuencia de la fusión por absorción de ésta última con Enagás Internacional, S.L.U.

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

22.3 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

Los saldos deudores y acreedores con Administraciones Públicas, a 31 de diciembre de 2015, son los siguientes:

	Miles de Euros	
	2015	2014
Saldos Deudores:		
Impuesto sobre el Valor Añadido	29.415	24.683
Impuesto sobre las ganancias	162	4.822
Total	29.577	29.505
Saldos Acreedores:		
Impuesto sobre las ganancias	6.293	3.767
Impuesto sobre el Valor Añadido	285	199
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	30.428	28.267
Total	37.006	32.233

En el ejercicio 2015, se han pagado 142.190 miles de euros (185.151 miles de euros en el ejercicio 2014) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades 2015, correspondiendo 136.462 miles de euros al Grupo Consolidado Fiscal (180.420 miles de euros en el ejercicio 2014), quedando una cuota pendiente de ingresar de 1.082 miles de euros (durante el ejercicio 2014 resultó una cuota a devolver por importe de 4.822 miles de euros).

El importe pendiente a pagar por este concepto a 31 de diciembre de 2015 correspondiente a sociedades no pertenecientes al Grupo de Consolidación Fiscal asciende a 5.211 miles de euros (3.767 miles de euros en el ejercicio 2014).

22.4 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 2015
Grupo Enagás.-

	2015			2014		
	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas que consolidan fiscalmente	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	527.978	29.290	557.268	489.445	5.826	495.271
Ajustes de consolidación	(14.166)	(31.043)	(45.209)	30.237	(6.206)	24.031
Diferencias permanentes de las sociedades individuales						
Aumentos	2.167	29	2.196	1.872	-	1.872
Disminuciones	(261)	(6)	(267)	(155)	-	(155)
Diferencias temporales de las sociedades individuales						
Aumentos	67.106	152	67.258	150.421	-	150.421
Disminuciones	(39.621)	(36)	(39.657)	(11.362)	-	(11.362)
Base Imponible	543.203	(1.614)	541.589	660.458	(380)	660.078

En relación con las sociedades extranjeras, la base imponible por importe de (1.614) miles de euros corresponde a las sociedades Enagás Perú, S.A.C. y Enagás México, S.A. de C.V., cuyo tipo impositivo es el 28% y 30%, respectivamente.

22.5 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2015 y 2014 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

	2015			2014		
	Miles de euros			Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Por impuesto diferido:						
Con origen en el ejercicio:						
Valoración de otros activos financieros	4.659	(2.910)	1.749	206	(1.386)	(1.180)
Con origen en ejercicios anteriores:						
Valoración de otros activos financieros	-	(882)	(882)	7.364	(2.871)	4.493
Total impuesto diferido	4.659	(3.792)	867	7.570	(4.257)	3.313
Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio	4.659	(3.792)	867	7.570	(4.257)	3.313

22.6 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:

	2015			2014		
	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	527.978	29.290	557.268	489.445	5.826	495.271
Diferencias permanentes y ajustes de consolidación	(12.260)	(31.020)	(43.280)	31.954	(6.206)	25.748
Cuota %	144.401	(512)	143.889	156.420	(114)	156.306
Efecto de las deducciones	(1.320)	-	(1.320)	(11.222)	-	(11.222)
Efecto de las Bases Imponibles Negativas generadas no activadas en el ejercicio	-	103	103	-	114	114
Efecto por diferentes tipos impositivos	-	-	-	(280)	-	(280)
Ajustes en la imposición sobre beneficios	(587)	-	(587)	(58.144)	-	(58.144)
Otros	1.502	-	1.502	853	-	853
Impuesto sobre sociedades del ejercicio	143.996	(409)	143.587	87.627	-	87.627

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

22.7 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014
Impuesto corriente:		
Por operaciones continuadas	(155.717)	(187.515)
Por operaciones interrumpidas	-	-
Impuesto diferido:		
Por operaciones continuadas	11.543	41.744
Por operaciones interrumpidas	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:		
Por operaciones continuadas	587	58.144
Por operaciones interrumpidas	-	-
Total gasto por impuesto	(143.587)	(87.627)

Como tipos impositivos para la determinación del impuesto sobre sociedades se ha empleado el 28% para todas las sociedades españolas, tanto las que tributan bajo normativa estatal como para las que tributan bajo normativa Foral (Vizcaya). Para el caso de las Enagás Perú, S.A.C. y Enagás México, S.A. de C.V., se ha aplicado el 28% y el 30%, respectivamente.

22.8 Activos y Pasivos por impuesto diferido

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2015 y 2014 son los siguientes:

	2015	2014
Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):		
Subvenciones de capital y otras	1.493	1.437
Límite deducción amortización R.D.L. 16/2012	38.553	43.351
Provisión por retribuciones al personal	4.253	3.994
Provisión inmovilizado	10.373	8.563
Derivados	1.357	1.373
Otros	4.246	3.669
Bases impositivas negativas	5.449	1.973
Deducciones pendientes y otros	7.711	8.053
Total activos por impuesto diferido	73.435	72.413
Pasivos por impuesto diferido:		
Libertad de amortización	296.487	311.283
Derivados	1.004	1.486
Otros	8.568	5.232
Total pasivos por impuesto diferido	306.059	318.001

El movimiento durante el ejercicio 2015 ha sido el siguiente:

	Valor Inicial 31.12.2014	Reconocido en pérdidas y ganancias	Reconocido en patrimonio	Otros	Valor final a 31.12.15		
					Valor Neto	Activos por imp. Diferido	Pasivos por imp. Diferido
Subvenciones de capital y otras	1.437	76	-	(20)	1.493	1.493	-
Límite deducción amortización R.D.L. 16/2012	43.351	(4.797)	-	(1)	38.553	38.553	-
Provisión por retribuciones al personal	3.994	292	-	(33)	4.253	4.253	-
Provisión inmovilizado	8.563	2.027	-	(217)	10.373	10.373	-
Derivados	1.373	-	(16)	-	1.357	1.357	-
Otros	3.669	577	-	-	4.246	4.246	-
Libertad de amortización	(311.283)	14.744	-	52	(296.487)	-	(296.487)
Derivados	(1.486)	-	482	-	(1.004)	-	(1.004)
Otros	(5.232)	(621)	-	(2.715)	(8.568)	-	(8.568)
Bases impositivas negativas	1.973	-	-	3.476	5.449	5.449	-
Deducciones pendientes y otros	8.053	(342)	-	-	7.711	7.711	-
Total	(245.588)	11.956	466	542	(232.624)	73.435	(306.059)

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

La Ley 16/2012, de 27 de diciembre de 2012, por la que se adoptan “diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica”, introdujo en su artículo 7, la limitación a las amortizaciones fiscalmente deducibles en el Impuesto sobre Sociedades. Dicha limitación consistía, 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 ó 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. En este artículo, se establece que a partir de 2015, dicha amortización se podrá deducir de forma lineal en el plazo de 10 años u opcionalmente durante la vida útil del elemento patrimonial. A este respecto, el Grupo ha decidido aplicar linealmente en un plazo de 10 años el activo por impuesto diferido registrado al cierre del ejercicio 2014 (43.351 miles de euros). En base a esta normativa, el impuesto diferido aplicado por este concepto en el ejercicio 2015 asciende a 4.798 miles de euros.

Dentro de “deducciones pendientes y otros” se registró lo establecido en la disposición transitoria trigésimo séptima de la Ley 27/2014, en virtud de la cual, los contribuyentes que tributen al tipo de gravamen general, y les haya resultado de aplicación la limitación a las amortizaciones establecidas en el artículo 7 de la Ley 16/2012, de 27 de diciembre, tendrán derecho a una deducción en la cuota íntegra del 5 por ciento de las cantidades que integren en la base imponible del período impositivo, derivadas de las amortizaciones no deducidas en los períodos impositivos que se hayan iniciado en 2013 y 2014. Esta deducción es del 2 por ciento en los períodos impositivos que se inicien en el ejercicio 2015. En base a esta normativa, la deducción aplicada en el ejercicio 2015 asciende a 342 miles de euros.

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

En lo que respecta a los pasivos por impuesto diferido, 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.

Asimismo, durante los ejercicios 2011 y 2012, el Grupo Enagás también se acogió al incentivo fiscal de libertad de amortización establecido en el Real Decreto-ley 13/2010, de 3 de diciembre, en el que se proroga el régimen de libertad de amortización para las inversiones nuevas de activo fijo que se afecten a actividades económicas sin condicionarlo al mantenimiento del empleo. Además se ampliaba el ámbito temporal de aplicación de este incentivo fiscal hasta el ejercicio 2015.

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

Durante el ejercicio 2015, se ha aplicado un impuesto diferido por este concepto por importe de 15.494 miles de euros, mediante el correspondiente ajuste positivo en la base imponible de 55.336 miles de euros.

Como se indica en la Nota 22.1 anterior, cabe mencionar que a cierre del ejercicio 2014, el Grupo Enagás procedió a registrar los saldos de los impuestos anticipados y diferidos de acuerdo con lo establecido en la Ley 27/2014 del Impuesto sobre Sociedades, la cual modificaba, entre otros, los tipos impositivos del Impuesto sobre Sociedades, siendo el 28% el tipo impositivo para el año 2015 y el 25% el tipo aplicable en el año 2016 y sucesivos (en 2014 el tipo del impuesto estaba establecido en el 30%).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

22.9 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 2015 el Grupo Enagás tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2010 a 2015 para los impuestos que le son aplicables, excepto el Impuesto sobre Sociedades que están pendientes de inspección para los ejercicios 2011 a 2014, y los pagos fraccionados del año 2015 (presentados en abril, octubre y diciembre de 2015).

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

23. Ingresos

El desglose de los ingresos del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Miles de Euros	31.12.2015	31.12.2014
Importe neto de la cifra de negocios	1.196.366	1.206.192
Ingresos por actividades reguladas	1.159.494	1.185.103
Ingresos por actividades no reguladas	36.872	21.089
Otros Ingresos	25.233	20.989
Ingresos accesorios y de gestión corriente	25.078	20.989
Subvenciones	155	-
Total	1.221.599	1.227.181

La distribución del Importe neto de la cifra de negocios en función de las Sociedades del Grupo de las que proviene es la siguiente:

Miles de Euros	31.12.2015	31.12.2014
Actividades reguladas:	1.159.494	1.185.103
Enagás, S.A.	-	231
Enagás Transporte, S.A.U.	1.117.117	1.139.781
Enagás GTS, S.A.U.	12.012	12.155
Enagás Transporte del Norte, S.L.	30.365	32.936
Actividades no reguladas:	36.872	21.089
Enagás, S.A.	2.158	4.670
Enagás Transporte, S.A.U.	32.128	-
Gasod. Al-Andalus, S.A.	-	8.084
Gasod. de Extremadura, S.A.	-	6.294
Enagás Internacional, S.L.U. ^(*)	2.586	2.041
Total	1.196.366	1.206.192

^(*) Con fecha Septiembre 2015, se produce la fusión de Enagás Internacional, S.L.U. con Enagás-Altamira, S.L.U. mediante absorción de la segunda por la primera. Las cifras comparativas de 2014 se han adaptado para recoger el efecto de dicha fusión.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

24. Gastos

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

	Miles de Euros	
	31.12.2015	31.12.2014
Gastos de personal	96.301	84.695
Otros gastos de explotación	224.948	202.803
Total	321.249	287.498

24.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2015	31.12.2014
Sueldos y salarios	73.816	65.931
Indemnizaciones	3.404	4.674
Seguridad Social	16.570	15.517
Otros gastos de personal	7.654	5.136
Aportaciones a fondos de pensiones externos	2.304	2.283
Trabajos para el inmovilizado	(7.447)	(8.846)
Total	96.301	84.695

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 7.447 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 y 8.846 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (véase Nota 6).

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

Categorías	2015	2014
Directivos	99	74
Técnicos	660	571
Administrativos	125	123
Operarios	390	397
Total	1.274	1.165

A 31 de diciembre de 2015 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.337 empleados (1.206 empleados en 2014) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2015		2014	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	85	29	64	16
Técnicos	493	210	448	165
Administrativos	26	105	28	93
Operarios	375	14	378	14
Total	979	358	918	288

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2015 y 2014 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2015	2014
Directivos	-	-
Técnicos	3	3
Administrativos	2	1
Operarios	3	4
Total	8	8

24.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	miles de euros	
	31.12.2015	31.12.2014
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	472	1.634
Arrendamientos y cánones	44.250	44.901
Reparación y conservación	42.335	39.749
Servicios profesionales independientes	29.173	30.590
Transportes	27.576	10.366
Primas de seguros	6.418	4.723
Servicios bancarios y similares	340	182
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	3.922	3.672
Suministros	20.224	19.300
Otros servicios	18.728	21.310
Servicios exteriores	193.438	176.427
Tributos	20.758	13.328
Otros gastos de gestión corriente	117	-
Otros Gastos Externos	10.207	9.304
Variación de las provisiones de tráfico	428	3.744
Total Otros Gastos de Explotación	224.948	202.803

24.3 Otra Información

Incluido en el saldo de “Otros gastos generales de explotación” se recogen los honorarios satisfechos por la auditoría de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. En el ejercicio 2015, estos gastos ascendieron a 1.336 miles de euros (1.322 miles de euros en el ejercicio 2014) según el siguiente detalle:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Categorías	2015		2014	
	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo
Servicios de auditoría (1)	358	49	454	47
Otros servicios de verificación (2)	919	-	823	-
Total servicios de auditoría y relacionados	1.277	49	1.277	47
Otros servicios	59	-	45	-
Servicios de asesoramiento fiscal	-	-	-	-
Total servicios profesionales	59	-	45	-

(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 358 miles de euros y 345 miles de euros en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente, así como los trabajos de revisión limitada de los estados financieros consolidados intermedios y trimestrales.

(2) **Otros servicios de verificación relacionados con auditoría:** Dicho importe corresponde en su práctica totalidad a los trabajos necesarios para la revisión de la efectividad de los sistemas de control interno, otros trabajos de revisión realizados en relación a información a entregar a Organismos Reguladores, principalmente, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la CNMC, y los trabajos de revisión asociados a las operaciones corporativas acometidas durante el ejercicio 2015 por el Grupo Enagás.

25. Resultado financiero neto

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

	31.12.2015	31.12.2014
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	6.884	2.760
Ingresos de terceros	7.913	9.327
Ingresos financieros	14.797	12.087
Gastos financieros y gastos asimilados	(298)	(544)
Intereses de préstamos	(113.445)	(130.715)
Intereses intercalarios	4.177	4.887
Otros	1.119	6
Gastos financieros	(108.447)	(126.366)
Bº de instrumentos de cobertura	2.090	231
Diferencias de cambio	630	8.542
Resultado financiero neto	(90.930)	(105.506)

El Grupo ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 4.177 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 y 4.887 miles de euros a 31 de diciembre de 2014 (véase Nota 6).

26. Segmentos de negocio y geográficos

26.1 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.

26.2 Segmentos según información geográfica.

La mayoría de las sociedades que el Grupo Enagás posee fuera de Europa han pasado a integrarse por el método de la participación, presentándose así sus gastos e ingresos correspondientes en el epígrafe de “Resultado de entidades valoradas por el método de la puesta en equivalencia” de la Cuenta de Resultados consolidada. En base a esto, la información relativa a mercados geográficos se hace a partir de la cifra de resultado neto.

La distribución del resultado correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:

Resultado neto	31.12.2015	31.12.2014
Europa	375.103	393.187
América del Sur	37.559	13.346
Total	412.662	406.533

26.3 Segmentos principales de negocio

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

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

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

b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema

El Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2013 el desarrollo de las funciones encomendadas en el Real Decreto-ley 6/2000 de 23 de junio y en el R.D. 949/2001 de 3 de agosto, con el objeto de garantizar la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

c) Actividades no reguladas

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

26.4 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Ingresos de explotación	1.199.414	1.213.737	13.755	13.680	92.392	89.261	(83.962)	(89.497)	1.221.599	1.227.181
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(267.687)	(295.264)	(9.347)	(7.070)	(12.993)	(15.972)	240	3.406	(289.787)	(314.900)
Resultado de Explotación	657.869	636.598	(13.132)	(10.818)	(41.945)	(34.349)	(829)	(1.814)	601.963	589.617
Ingresos Financieros	7.037	3.086	-	202	444.190	397.121	(436.430)	(388.322)	14.797	12.087
Gastos Financieros	(9.785)	(90.927)	(56)	(208)	(98.618)	(103.892)	12	68.661	(108.447)	(126.366)
Impuesto sobre beneficios	(168.370)	(108.245)	3.691	3.106	20.860	14.545	232	2.967	(143.587)	(87.627)
Resultado después de Impuestos	440.115	438.434	(9.497)	(7.717)	365.864	297.977	(383.820)	(322.161)	412.662	406.533
BALANCE DE SITUACIÓN	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Total Activo	6.289.484	6.742.402	41.188	48.530	6.331.336	3.007.720	(4.910.090)	(2.086.793)	7.751.918	7.711.859
Adquisiciones de Inmovilizado	120.769	113.050	8.169	13.865	9.489	9.662	(11.652)	(3.583)	126.775	132.994
Pasivos no corrientes (**)	510.300	538.034	15	15	13.237	7.491	70	(8.148)	523.622	537.392
-Pasivos por impuesto diferido	303.539	314.319	-	-	2.520	3.607	-	75	306.059	318.001
-Provisiones	156.292	167.664	15	15	10.717	3.884	-	(8.223)	167.024	163.340
-Otros pasivos no corrientes	50.469	56.051	-	-	-	-	70	-	50.539	56.051
Pasivos corrientes (**)	154.835	166.309	33.919	43.595	63.827	31.233	(11.380)	(5.329)	241.201	235.808
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	154.835	166.309	33.919	43.595	63.827	31.233	(11.380)	(5.329)	241.201	235.808

(*) Dentro de la columna "Ajustes" se incluyen las eliminaciones de transacciones intercompañías (prestaciones de servicios y créditos concedidos) así como la eliminación de la Inversión-Fondos Propios.

(**) No se incluyen pasivos financieros.

27. 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 LLOYD'S, 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 2015, la empresa certificadora LLOYD'S ha emitido el correspondiente informe de auditoría del Sistema de Gestión Ambiental con resultados favorables y concluyendo que el Sistema tiene un grado de desarrollo y madurez que asegura la mejora continua de la Compañía en este campo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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

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

Durante el ejercicio 2015, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 29.440 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación (8.573 miles de euros en el ejercicio 2014). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2015 a 1.468 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (1.345 miles de euros en el ejercicio 2014).

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.

En el año 2015 el Grupo no se ha beneficiado de ningún incentivo fiscal como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente.

28. Derechos de emisión de gases de efecto invernadero

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

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

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

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

De manera que el total de derechos asignados al Grupo Enagás, de forma definitiva y gratuita correspondientes a sus instalaciones asciende a 985.915 derechos para el periodo 2013 a 2020, correspondiendo 115.588 al año 2015 y 167.557 al año 2014.

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2015 y 2014, fueron valorados a 6,96 euros/derecho y 4,72 euros/derecho respectivamente, precio spot del primer día hábil del año 2015 y 2014 del RWE Trading GMBH, lo que supone unas altas del ejercicio de 616 miles de euros (790 miles de euros en el ejercicio 2014).

El Grupo Enagás ha consumido 130.878 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2015 y 449.415 derechos consumidos durante el ejercicio 2014.

Durante el primer trimestre de 2015, 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Durante el segundo trimestre de 2015, el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2014 para todas las instalaciones referidas.

El Grupo Enagás durante el ejercicio 2015, 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.

29. Operaciones y saldos 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 6.744 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (4.649 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) (Véase Nota 11).
- Cuentas a pagar por importe de 2.439 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (1.991 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) (Véase Nota 20).
- Créditos empresas del grupo por importe de 168.090 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (115.217 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) (Véase Nota 9).

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2015 y 2014, 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 2015

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2015				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	-	-	-	3.215	3.215
Recepción de servicios	-	-	27.291	609	27.900
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	98	-	98
Otros gastos	-	1.007	-	-	1.007
Total Gastos	-	1.007	27.389	3.824	32.220
Ingresos:					
Ingresos financieros	-	-	6.885	17	6.902
Prestación de servicios	-	-	10.651	-	10.651
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	142	-	142
Otros ingresos	-	-	3.106	-	3.106
Total Ingresos	-	-	20.784	17	20.801

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2014

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2014				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	-	-	-	1.480	1.480
Recepción de servicios	-	-	10.098	1.597	11.695
Otros gastos	-	1.083	-	-	1.083
Total Gastos	-	1.083	10.098	3.077	14.258
Ingresos:					
Ingresos financieros	-	-	2.759	2	2.761
Prestación de servicios	-	-	11.767	-	11.767
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	106	-	106
Otros ingresos	-	-	3.106	-	3.106
Total Ingresos	-	-	17.738	2	17.740

Ejercicio 2015

Otras transacciones	Miles de Euros			
	31-12-2015			
	Accionistas Significativos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas (véase Nota 32)	-	163.880	-	163.880
Garantías y avales otorgados - Otros (véase Nota 32)	-	89.711	148.768	238.479
Compromisos de inversión (véase Nota 32)	-	250.220	-	250.220
Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.051	-	-	30.051

Ejercicio 2014

Otras transacciones	Miles de Euros			
	31-12-2014			
	Accionistas Significativos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas (véase Nota 32)	-	134.936	-	134.936
Garantías y avales otorgados - Otros (véase Nota 32)	-	98.967	153.078	252.045
Compromisos de inversión (véase Nota 32)	-	54.907	-	54.907
Dividendos y otros beneficios distribuidos	39.785	-	-	39.785

Durante los ejercicios 2015 y 2014, el Grupo Banco Santander cumple la definición de "vinculada" anteriormente indicada.

A este respecto, sobre las transacciones indicadas en el cuadro anterior, se corresponden con esta entidad vinculada 3.215 miles de euros de gastos financieros durante el ejercicio 2015 (1.480 miles de euros durante el ejercicio 2014), incluyendo los gastos financieros derivados de los contratos de coberturas de tipo de interés, y 148.768 miles de euros de garantías y avales otorgados al 31 de diciembre de 2015 (153.078 miles de euros al 31 de diciembre de 2014).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

- El Grupo Enagás mantiene como financiación un club deal multivisa del que no se ha realizado disposición a 31 de diciembre de 2015 (véase Nota 15). En esta operación, la entidad vinculada representa un 9,63% del total de bancos participantes en esta fuente de financiación.
- Finalmente, en la emisión de bonos por parte de Enagás Financiaciones, S.A.U. en febrero y marzo de 2015 (véase Nota 15), esta entidad vinculada ha tenido una participación como “active bookrunner” y como “passive bookrunner”, respectivamente.

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.

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

Las retribuciones percibidas durante los ejercicios 2015 y 2014 por los miembros del Consejo de Administración y la alta dirección de Enagás, S.A., clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

Ejercicio 2015

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros
Consejo de Administración	2.014	1.007	170	12	33
Alta Dirección	2.212	-	111	56	17
Total	4.226	1.007	281	68	50

Ejercicio 2014

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

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. Los Consejeros Ejecutivos y la Alta Dirección forman parte del colectivo asegurado por el seguro colectivo mixto de instrumentación de compromisos por pensiones. De la prima satisfecha en 2015 corresponden a los Consejeros Ejecutivos 271 miles de euros (276 miles de euros en 2014) y a la Alta Dirección 320 miles de euros (325 miles de euros en 2014).

Las retribuciones mencionadas distribuidas por cada uno de los miembros del Consejo de Administración, durante los ejercicios 2015 y 2014, 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 2015
Grupo Enagás.-

CONSEJEROS	Miles de euros	
	2015	2014
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) ⁽¹⁾	1.749	1.737
D. Marcelino Oreja Arburúa ⁽²⁾	561	552
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	76	72
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani ⁽³⁾	11	32
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz (Consejero Independiente) ⁽³⁾	20	76
D. Dionisio Martínez Martínez (Consejero Independiente) ⁽⁵⁾	-	26
D. José Riva Francos (Consejero Independiente) ⁽⁵⁾	-	21
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente)	76	76
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente)	81	80
D ^a Teresa García-Milà Lloveras (Consejero Independiente) ⁽⁵⁾	-	20
D. Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero Independiente) ⁽⁵⁾	-	20
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo)	76	76
D ^a Isabel Sanchez García (Consejera Independiente) ⁽⁵⁾	-	20
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega (Consejero dominical)	76	76
D ^a Rosa Rodríguez Díaz (Consejera Independiente)	76	70
D ^a Ana Palacio Vallelersundi (Consejera Independiente) ⁽⁴⁾	80	60
D ^a Isabel Tocino Biscalorasaga (Consejera Independiente) ⁽⁴⁾	81	60
D. Antonio Hernández Mancha (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	76	60
D. Luis Valero Artola (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	76	53
D. Gonzalo Solana González (Consejero independiente) ⁽⁴⁾	76	57
Total	3.191	3.244

1 La diferencia de la cifra de retribución del Presidente Ejecutivo en 2015 respecto del ejercicio 2014 se debe exclusivamente al incremento de las retenciones a cuenta por prestaciones en especie, siendo dichas prestaciones las mismas en ambos ejercicios.

Durante el ejercicio 2015, el Presidente Ejecutivo percibió una retribución fija de 960 miles de euros y una retribución variable de 575 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; asimismo, percibió dietas por asistencia al Consejo por importe de 64 miles de euros (retribución fija más dieta Consejo), así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 150 miles de euros, sumando todo ello 1.749 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 33 miles de euros y se han aportado a su plan de pensiones 7 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 177 miles de euros.

2 La diferencia de la cifra de retribución del Consejero Delegado en 2015 se debe exclusivamente a diferencias de valoración en las prestaciones en especie que han sido las mismas en ambos ejercicios.

Durante el ejercicio 2015 percibió una retribución fija de 300 miles de euros y una retribución variable de 180 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; asimismo, percibió dietas por asistencia al Consejo de Administración por importe de 64 miles de euros (retribución fija más dieta Consejo), así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 17 miles de euros, sumando todo ello 561 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 0,5 miles de euros y se han aportado a su plan de pensiones 5 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 93 miles de euros.

³ Dichos consejeros causaron baja en 2015.

⁴ Consejeros nombrados en la Junta General de Accionistas de 2014 celebrada el 27 de marzo de 2015 (retribución de 2014 correspondiente al periodo de marzo a diciembre 2014).

⁵ Consejeros que cesaron en la Junta General de Accionistas de 2014 celebrada el 27 de marzo de 2015 (retribución de 2014 correspondiente al periodo comprendido de enero a marzo de 2014).

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

31. 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 2015 y 2014 son los siguientes:

Ejercicio 2015

Consejero	Sociedad	Nº Acciones	% Participación
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.382	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	Iberdrola	7.472	0,00%

Ejercicio 2014

Consejero	Sociedad	Nº Acciones	% Participación
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.382	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	Iberdrola	7.472	0,00%
D. Gonzalo Solana González	Endesa	25	0,00%
D. Gonzalo Solana González	Iberdrola	1.072	0,00%

¹ A través de la sociedad Inversores Asfís, de la que es Administrador Solidario, con una participación del 60%.

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 2015 y 2014 son los siguientes:

Ejercicio 2015

CONSEJERO	SOCIEDAD	CARGOS
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Marcelino Oreja Arburúa	MIBGAS, S.A.	Consejero

Ejercicio 2014

CONSEJERO	SOCIEDAD	CARGOS
Luis Javier Navarro Vigil	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Mr. Sultan Hamed Khamis al Burtamani	Oman Oil Company, S.A.O.C	Director de Desarrollo de Negocio

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

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.

Al cierre del ejercicio 2015 ni los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad ni las personas vinculadas a los mismos, según se define en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, han comunicado a los demás miembros del Consejo de Administración situación alguna de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad.

32. Compromisos y garantías

Ejercicio 2015

Compromisos y garantías	Miles de Euros			
	31-12-2015			
	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo (véase Nota 29)	Otras Partes Vinculadas (véase Nota 29)	Terceros	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas	163.880	-	-	163.880
Garantías y avales otorgados - Otros	89.711	148.768	353.242	591.721
Compromisos de inversión	250.220	-	16.065	266.285

Ejercicio 2014

Compromisos y garantías	Miles de Euros			
	31-12-2014			
	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo (véase Nota 29)	Otras Partes Vinculadas (véase Nota 29)	Terceros	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas	134.936	-	-	134.936
Garantías y avales otorgados - Otros	98.967	153.078	378.070	630.115
Compromisos de inversión	54.907	-	-	54.907

Dentro de la línea de "Garantías sobre deuda de entidades vinculadas" por importe de 163.880 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (134.936 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) se encuentran incluidos los siguientes conceptos:

- Garantías corporativas concedidas sobre la deuda de determinadas sociedades vinculadas. Al 31 de diciembre de 2015 dichas garantías ascienden a 138.016 miles de euros y corresponden íntegramente al proyecto GSP. Dichas garantías corporativas serán liberadas en el momento de la refinanciación de la deuda. Al 31 de diciembre de 2014 dicho importe ascendía a 134.936 miles de euros, correspondiendo fundamentalmente a los proyectos GSP (74.202 miles de euros) y BBG (57.179 miles de euros). En cuanto a la garantía corporativa concedida a BBG, resaltar que las entidades financiadoras Banco Europeo de Inversiones, CaixaBank, S.A., Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., y Kutxabank, S.A., comunicaron su liberación total e incondicional con fecha 2 de diciembre de 2015, confirmando asimismo que no existe reclamación pendiente de ninguna clase en relación con la misma.
- Por otro lado, se incluye el compromiso adquirido en el Contrato de Financiación existente en la sociedad Knubbsäl Topholding AB, mediante el cual, el Grupo Enagás se compromete a otorgar garantía corporativa en favor de las entidades financiadoras si el Contrato de Financiación existente en la actualidad no ha sido cancelado o refinanciado seis meses antes de su vencimiento, que se encuentra establecido para el mes de julio de 2022. El compromiso máximo de garantía otorgado por el Grupo Enagás asciende a 25.864 miles de euros (237.500 miles de SEK), y de acuerdo a lo indicado anteriormente, dicha garantía corporativa no sería otorgada con anterioridad al mes de enero de 2022. En caso de que finalmente tenga que ser otorgada, dicha garantía corporativa tan sólo sería ejecutable

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

por parte de las entidades financieras en caso de impago por parte de Knubbsäl Topholding AB a la fecha de vencimiento del Contrato de Financiación.

Adicionalmente, dentro de la línea de “Garantías y avales otorgados - Otros”, por importe de 591.721 al 31 de diciembre de 2015 (630.115 al 31 de diciembre de 2014) se incluyen los siguientes conceptos:

- Garantías de fiel cumplimiento sobre obligaciones en concesiones otorgadas, contragarantizadas por Enagás, S.A., por importe de 89.711 miles de euros (98.967 miles de euros al 31 de diciembre de 2014).

Asimismo, en la línea de garantías y avales otorgados con otras partes vinculadas al 31 de diciembre de 2015 se incluyen las garantías concedidas ante la Comisión Federal de la Electricidad (“CFE”) por los contratos de servicios relacionados con los proyectos Gasoducto de Morelos y Estación de Compresión Soto La Marina, por importe de 9.201 y 8.156 miles de euros, respectivamente, las cuales han sido otorgadas por la entidad vinculada Banco Santander.

- Avales financieros otorgados como garantía en los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones a Enagás, S.A., por importe de 430.000 miles de euros (450.000 miles de euros en el ejercicio 2014), de los cuales 125.000 miles de euros han sido concedidos por la entidad vinculada Banco Santander durante el ejercicio 2015 (130.000 miles de euros durante el ejercicio 2014).
- Garantías prestadas en procesos de licitación por importe de 3.267 miles de euros (2.638 miles de euros al 31 de diciembre de 2014). Incluido en dicho importe, y clasificado como garantías con terceros, al 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enagás mantiene una garantía por importe de 875 miles de euros por un proceso de licitación en el que Enagás Internacional, S.L.U. ha sido designada como socio industrial preferente para su entrada en el accionariado. La finalidad de este proyecto es el desarrollo, construcción y operación de una planta de regasificación. A fecha actual, la transacción se encuentra en fase de negociación, encontrándose sujeta al cumplimiento de determinadas excepciones incluidas por el Grupo Enagás en su oferta.
- Avales técnicos otorgados ante terceros para cubrir determinadas responsabilidades que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos que constituyen su actividad, por un importe de 51.386 miles de euros al 31 de diciembre de 2015, (61.843 miles de euros en el ejercicio 2014), de los cuales 6.411 miles de euros corresponden a avales formalizados con Banco Santander (tanto al 31 de diciembre del ejercicio 2015 como al 31 de diciembre del 2014), entidad que tal y como se define en la Nota 28 cumple con la definición de parte vinculada.

En relación con los “Compromisos de inversión”, por importe de 266.285 miles de euros al 31 de diciembre de 2015 (54.907 miles de euros al 31 de diciembre de 2014), se incluyen los siguientes conceptos:

- El Grupo Enagás mantiene compromisos de inversión por importe de 250.220 miles de euros relativos fundamentalmente a los proyectos de TAP (141.025 miles de euros) y GSP (109.195 miles de euros), a desembolsar durante el ejercicio 2016. Al 31 de diciembre de 2014 el Grupo Enagás mantenía compromisos en firme de inversión por importe de 54.907 miles de euros relativos a los proyectos de TAP (16.000 miles de euros) y GSP (38.907 miles de euros), los cuales han sido desembolsados durante el ejercicio 2015.

Los compromisos de inversión anteriormente detallados corresponden a los desembolsos a realizar por el Grupo hasta la consecución de los cierres financieros de dichos proyectos, estando ambos previstos durante el ejercicio 2016. Los proyectos de infraestructuras desarrollados por el Grupo Enagás se instrumentan a través de contratos a largo plazo en los que participan las sociedades proyecto vinculadas al Grupo, siendo en los propios proyectos donde se adscribe la deuda externa necesaria para su financiación sin recurso del accionista o con recurso limitado a las garantías otorgadas.

Para satisfacer parte de los compromisos de inversión anteriormente mencionados, el Grupo Enagás mantiene en la actualidad financiación concedida pero no dispuesta por importe 21.649 miles de euros

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Grupo Enagás.-

en el proyecto TAP (53.689 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) y de 115.013 miles de euros en el proyecto GSP (94.323 miles de euros a 31 de diciembre de 2014).

- Tal y como se indica en la Nota 9, el Grupo Enagás mantiene inversiones en nueve Agrupaciones de Interés Económico (AIE) cuya actividad es el arrendamiento de activos dirigidos por otra entidad no vinculada al Grupo, que es la que retiene tanto la mayoría de los beneficios como los riesgos de la actividad, acogiéndose el Grupo únicamente a los incentivos fiscales regulados en la legislación española. El Grupo Enagás imputa las bases imponibles negativas que van generando estas AIEs contra las participaciones y por diferencia con la deuda registrada frente a la Hacienda Pública acreedora, el correspondiente ingreso financiero (Nota 24). En este sentido, el Grupo Enagás mantiene compromisos en firme de inversión por este concepto por importe de 16.065 miles de euros, que serán desembolsados íntegramente durante el ejercicio 2017.

Finalmente, el Grupo Enagás tiene concedida una línea de crédito a la sociedad asociada Gasoducto de Morelos, S.A.P.I de C.V., por importe de 5.287 miles de euros, encontrándose pendientes de disponer al 31 de diciembre de 2015 un total de 4.228 miles de euros (5.882 miles de euros a 31 de diciembre de 2014). Igualmente a 31 de diciembre de 2014, el Grupo mantenía concedida financiación no dispuesta a la sociedad Estación de Compresión Soto La Marina, S.A.P.I. de C.V., por importe de 5.033 miles de euros.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

33. Negocios conjuntos y asociadas

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos, operaciones conjuntas y asociadas del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2015:

Sociedad	País	Actividad	Tipo de control	Tipo de negocio	%	% Derechos de Voto controlados por el grupo Enagás.	Miles de Euros (2)		Valor Neto libros en Moneda funcional		
							Valor Neto en libros	Dividendos recibidos	Miles de euros	Miles de dólares	Miles de Coronas Suecas
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	Control conjunto	Operación Conjunta	66,96%	66,96%	23.744	7.815	23.744	-	-
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	Control conjunto	Operación Conjunta	51,00%	51,00%	9.732	4.127	9.732	-	-
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	56.235	6.750	56.235	-	-
Subgrupo Altamira LNG, C.V. (4)	Holanda (4) / México	Holdings/ Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	40,00%	40,00%	41.218	-	-	52.423	-
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	México	Transporte de Gas	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	14.576	-	14.576	-	-
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	37	-	-	-	43
GNL Quintero, S.A.	Chile	Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	20,40%	20,40%	136.645	7.043	-	-	179.988
Terminal de Valparaíso, S.A. (1)	Chile	Holdings	Control conjunto	Negocio Conjunto	51,00%	51,00%	136.386	7.043	-	-	179.988
EC Soto La Marina SAPI de CV	México	Compresión de Gas Natural	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	9.150	-	9.150	-	-
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	2	-	-	-	2
Transportadora de gas del Perú, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	24,34%	24,34%	427.325	27.756	-	-	569.393
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	25,00%	25,00%	135.400	-	-	-	152.450
Trans Adriatic Pipeline, A.G. (3 y 4)	Suiza (3 y 4)	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	16,00%	16,00%	69.194	-	69.194	-	-
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	Perú	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	12.325	-	-	-	15.000
Tecgas, Inc.	Canadá	Holdings	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	1	-	-	-	1
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	México	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	2	-	-	-	2
Morelos O&M, S.A.P.I. de CV	México	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	35	-	-	-	39
Subgrupo Swedegas (5)	Suecia	Transporte de Gas	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	97.228	-	-	-	894.550
Iniciativas de Gas, S.L. (6)	España	Holdings	Control conjunto	Negocio Conjunto	60,00%	60,00%	48.834	5.019	48.834	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	48.834	5.019	48.834	-	-

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

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

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

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

(5) En marzo el Grupo Enagás adquirió junto con el socio belga, Fluys Europe BV, la sociedad sueca Knubbsäll Toppholding AB al 50% cada uno. Esta sociedad es a su vez titular indirecto del 100% de las participaciones de Swedegas AB, operadora del sistema gasista sueco.

(6) La sociedad Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A. es participada por Iniciativas de Gas, S.L. por un 50%. Por lo tanto, la participación indirecta del Grupo Enagás sobre Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A. es del 30%. La distribución del dividendo es realizada por Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A.

Asimismo, a continuación se presentan las principales magnitudes de los estados financieros individuales de las operaciones conjuntas, negocios conjuntos y asociadas del Grupo Enagás S.A. a 31 de diciembre de 2015:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Magnitudes de Balance

Sociedad	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P		C/P	
		Efectivo y equivalentes	Resto activo CP			Pasivo financieros	Resto Pasivos	Pasivos financieros	Resto pasivos
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	36.743	28.176	3.766	-	62.670	-	-	-	6.015
Gasoducto de Extremadura, S.A.	15.804	20.489	2.323	-	35.625	-	-	-	2.991
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	262.550	26.805	7.842	(4.785)	64.402	193.627	23.406	14.876	5.671
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	354.159	31.542	16.021	(873)	173.507	125.290	4.891	24.368	74.539
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	253.415	33.836	12.699	(4.454)	20.555	209.248	-	8.465	66.136
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	6	611	43.705	-	31.748	-	-	-	12.574
GNL Quintero, S.A.	880.554	181.950	18.679	-	111.075	863.237	77.441	19.542	9.888
Terminal de Valparaíso, S.A.	319.845	346	7	-	320.185	-	-	-	13
EC Soto La Marina SAPI de CV	97.731	825	5.319	-	(1.241)	66.352	-	862	37.902
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	11.797	17	9.337	-	(11.236)	-	-	45	32.342
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.319.410	137.587	89.111	-	392.794	980.233	112.352	7.904	52.825
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	1.321.776	60.262	35.847	-	516.944	598.137	-	-	302.804
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	521.180	133.500	31.250	(2.600)	195.990	382.680	14.250	-	95.610
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	2.367	19.007	10.896	-	4.794	-	-	-	27.476
Tecgas, Inc.	1	-	-	-	1	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&MSAPI de CV	106	21	3	-	(207)	-	-	-	337
Morelos O&M, S.A.P.I. de CV	23	118	215	-	75	-	-	-	281
Subgrupo Swedegas	678.322	21.570	10.754	(279)	193.792	414.189	97.318	-	5.626
Iniciativas de Gas, S.L.	986	39	678	-	1.703	-	-	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	315.917	33.894	26.734	(7.232)	26.498	294.935	25.132	32.122	5.090

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Magnitudes de Cuenta de Resultados

Sociedad	Miles de euros						
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾						
	Cta de Resultados						
	INCN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	42.599	(7.380)	12	-	(7.333)	(9.041)	18.857
Gasoducto de Extremadura, S.A.	26.833	(3.303)	10	-	(4.907)	(6.014)	12.619
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	53.747	(13.996)	8	(10.603)	(4.029)	(14.764)	10.363
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	72.589	(13.905)	12	(6.254)	(14.271)	(16.711)	21.460
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	16.778	(5.242)	-	(6.145)	(6.214)	(3.970)	(4.793)
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	75.087	-	-	-	(7.316)	(46.090)	21.681
GNL Quintero, S.A.	179.572	(32.442)	275	(66.681)	(12.454)	(37.087)	31.183
Terminal de Valparaíso, S.A.	14.065	-	-	-	-	(29)	14.036
EC Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	1.728	(741)	-	(701)	7.978	(30.063)	(21.799)
EC Soto La Marina EPC S.A.P.I. de C.V.	25.025	-	-	(26)	9.148	(45.523)	(11.376)
Transportadora de gas del Perú, S.A.	490.344	(62.760)	44	(63.744)	(43.269)	(222.912)	97.703
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	794.187	(1.699)	128	(8.565)	(8.883)	(752.961)	22.207
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	(501)	-	(1.811)	(7.208)	(26.691)	(36.211)
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	119.111	(585)	39	-	(950)	(115.346)	2.269
Tecgas, Inc.	-	-	-	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M S.A.P.I. de C.V.	766	-	-	-	86	(1.058)	(206)
Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V.	169	(1)	-	-	(5)	(159)	4
Subgrupo Swedegas	42.305	(13.518)	-	(14.558)	(721)	(14.535)	(1.027)
Iniciativas de Gas, S.L.	8.523	-	-	-	13	(39)	8.497
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	96.808	(30.589)	-	(14.825)	(9.917)	(15.882)	25.595

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

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

Asimismo, las principales magnitudes de los estados financieros individuales de las operaciones conjuntas, negocios conjuntos y asociadas que formaban parte del Grupo Enagás S.A. a 31 de diciembre de 2014, son las siguientes:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

Magnitudes de Balance

Sociedad	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾								
	Activo			Patrimonio		Pasivo			
	L/P	C/P		Otros resultados integrales	Resto Patrimonio	L/P	C/P		
		Efectivo y equivalentes	Resto activo CP				Pasivo financieros	Resto Pasivos	Pasivos financieros
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	44.256	9.155	5.680	-	55.485	-	-	-	3.606
Gasoducto de Extremadura, S.A.	19.167	10.747	3.512	-	31.098	-	-	-	2.328
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	276.272	34.159	11.343	(5.610)	75.041	208.160	23.626	14.732	5.825
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	328.681	13.751	14.359	(749)	135.567	131.800	4.273	26.824	59.076
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	190.027	24.388	15.779	(3.736)	22.892	162.372	-	-	48.666
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	606	20.023	8.710	-	9.014	-	-	-	20.325
GNL Quintero, S.A.	811.613	113.889	19.602	-	103.173	756.479	58.248	17.511	9.693
Terminal de Valparaiso, S.A.	286.598	-	86	-	286.402	-	-	-	282
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	8.555	3	18	-	(2.161)	-	182	6.731	3.824
EC Soto La Marina SAPI de CV	65.683	7.680	15.947	-	6.912	-	618	1	81.779
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	1.883	6.447	7.912	-	(2.738)	-	-	154	18.826
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.176.537	218.560	62.693	1.350	372.476	897.053	100.838	7.004	79.069
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	111.244	8.954	322.623	-	94.850	-	334.108	-	13.863
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	321.810	32.870	7.990	30	161.060	-	182.680	-	18.900
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	2.237	9.434	14.340	-	2.715	-	1.282	-	22.014
Tecgas, Inc.	-	111.625	-	-	111.625	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	-	4	-	-	4	-	-	-	-

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

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

Magnitudes de Cuenta de Resultados

Sociedad	Miles de euros						
	Datos de la entidad participada ⁽¹⁾⁽²⁾						
	Cta de Resultados						
	INCN	Amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	IS	Otros gastos e ingresos	Resultado Neto
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	30.781	(7.380)	18	-	(5.131)	(6.617)	11.671
Gasoducto de Extremadura, S.A.	20.335	(3.303)	28	-	(3.587)	(5.381)	8.092
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	38.972	(7.361)	-	(10.062)	(3.014)	(18.527)	8
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	62.725	(11.718)	120	-	(10.879)	(25.318)	14.930
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	-	(35)	67	-	(1.333)	(4.720)	(6.021)
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	53.867	-	-	(2)	(1.616)	(48.478)	3.771
GNL Quintero, S.A.	154.966	(26.667)	18	(48.217)	(24.498)	(32.233)	23.369
Terminal de Valparaiso, S.A.	20.646	-	-	-	-	-	20.646
Cia. Transporte Gas Canarias, S.A. (Gascan)	-	(5)	-	(503)	248	(311)	(571)
EC Soto La Marina SAPI de CV	-	-	5	-	(564)	(11.913)	(12.472)
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	35.805	-	-	(5)	(1.592)	(36.592)	(2.384)
Transportadora de gas del Perú, S.A.	404.400	(53.011)	25	(52.031)	(35.604)	(183.299)	80.480
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	183.262	(237)	517	(1.109)	678	(193.678)	(10.567)
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	(363)	-	(381)	3.706	(24.682)	(21.720)
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	97.449	(500)	10	-	(1.125)	(94.027)	1.807
Tecgas, Inc.	28.194	-	-	-	-	(3)	28.191
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	-	-	-	-	-	-	-

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015 Grupo Enagás.-

La conciliación del valor en libros de los negocios conjuntos con el total del valor de la inversión en sociedades que se integran por el método de participación a 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Ejercicio 2015	Inversión Financiera en Libros a 31.12.2015	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Otros ajustes	Total inversión sociedades por método participación a 31.12.2015
			Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura		
Inversiones contabilizadas por método de participación	1.048.295	(99.610)	46.235	49.247	142.153	(1.325)	6.110	1.191.105

Ejercicio 2014	Inversión Financiera en Libros a 31.12.2014	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Total inversión sociedades por método participación a 31.12.2014
			Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura	
Inversiones contabilizadas por método de participación	682.108	(53.042)	11.160	38.087	63.311	(988)	740.636

El 15 de octubre de 2014, la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL de CV recibió un oficio de la Comisión Nacional del Agua (en adelante "CONAGUA") en la que se imponía una sanción administrativa, de cuantía significativa en relación con la cifra de negocios de la sociedad, por omisión de la medición de un componente de agua de mar descargada (DQO : Oxygen Chemical Demand) durante los años 2008 y 2009; y por la supuesta contaminación del medio ambiente del agua de mar usada para el proceso de regasificación.

El 27 de noviembre de 2014, se presentó recurso de revocación contra dicho oficio ante la Dirección General Jurídica de CONAGUA. Basándose en el diseño técnico de la terminal, se consideró que la alegación relativa a la contaminación ambiental del agua en el proceso de regasificación era infundada, ya que el agua no entra en contacto en la terminal con el GNL ni con cualquier otra sustancia, por tanto, no pudo producirse contaminación en el proceso de regasificación.

El 10 de diciembre de 2015 se resolvió de manera definitiva el recurso de revocación interpuesto por la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL de CV contra las sanciones administrativas que le habían sido impuestas por la Comisión Nacional del Agua. El citado recurso ha sido resuelto a favor de Terminal de LNG de Altamira, S. de RL de CV, siendo revocadas dichas sanciones.

34. Hechos posteriores

Con posterioridad al cierre del ejercicio, con fecha 2 de febrero de 2016, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones remitió para su aprobación en la Junta General de Accionistas, prevista para el día 18 de marzo de 2016, un Plan de Incentivo a Largo Plazo para el periodo 2016-2018. El Plan propuesto consiste en un incentivo extraordinario, plurianual y mixto, pagadero en metálico y acciones de la Sociedad, ligado a la consecución de una serie de objetivos considerados como estratégicos, alineando los intereses de los beneficiarios del Plan con la consecución de valor a largo plazo de los accionistas. El Plan no podrá superar la entrega de un total de 307.643 de acciones.

En caso de que finalmente el Plan de Incentivo sea aprobado por la Junta General de Accionistas, las características básicas del mismo serán objeto de desarrollo en su correspondiente reglamento, el cual deberá ser asimismo aprobado por el Consejo de Administración.

Desde el 1 de enero de 2016 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuenta Anuales consolidadas, no se han producido otros hechos que afecten de forma significativa a los resultados del Grupo o a la situación patrimonial del mismo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

Anexo I – Sociedades dependientes del Grupo Enagás a 31 de diciembre de 2015

Sociedad	País	Actividad	%	% Derechos de Voto controlados por el Grupo Enagás.	Capital Social
Enagás Transporte, S.A.U.	España	Regasificación, almacenamiento y transporte de Gas	100	100,00%	532.089.120 Euros
Enagás GTS, S.A.U.	España	Gestión Técnica del Sistema gasista.	100	100,00%	4.913.507 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	102.129.009 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100	100,00%	90.000 Euros
Enagás Transporte del Norte S.L.	España	Transporte de Gas	90	90,00%	38.501.045 Euros
Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.	España	Regasificación y almacenamiento de Gas	100	100,00%	900.000 Euros
Enagás Chile, S.P.A.	Chile	Holding	100	100,00%	23.243.152 Dólares
Enagás México, S.A.	México	Holding	100	100,00%	1.675.127 Dólares
Enagás Perú, S.A.C.	Perú	Holding	100	100,00%	2.654.120 Dólares
Enagás USA, LLC	Estados Unidos	Holding	100	100,00%	1.888.234 Dólares

INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

I.-Evolución del Grupo en 2015

El beneficio neto del Grupo Enagás a cierre del ejercicio 2015 se sitúa en 412.662 miles de euros, lo que supone un incremento del 1,5% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 1.196.366 miles de euros a 31 de diciembre de 2015.

Las inversiones del Grupo Enagas durante el ejercicio del 2015 ascienden a 530 millones de euros, de los cuales 206 millones se han destinado a inversiones a nivel nacional, principalmente por la adquisición de participación en sociedades como Gascan, BBG y Saggas. El 61% restante de las inversiones, 324 millones de euros, se han realizado a nivel internacional y fundamentalmente por la adquisición de participación en la sociedad Knubbsäl Topholding AB y la ampliación de la participación en TgP (véase punto 2. Sobre principales inversiones).

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.

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 2015.

En relación con la actividad en España, a lo largo de 2015 se ha mantenido la integridad de la Red Básica de Regasificación, Almacenamiento y ha aumentado la Red Básica de Transporte de gas natural atendiendo la demanda en todo momento.

La demanda nacional de gas natural alcanzó los 315 TWh en 2015, un 4,5% superior respecto la alcanzada en 2014, lo que supone el mayor incremento desde el año 2008.

Dicho crecimiento se debe fundamentalmente al mayor consumo de gas para para generación de electricidad y consumo doméstico.

En concreto, la demanda para generación eléctrica ha crecido un 18,2% respecto a 2014, debido principalmente a una menor generación hidráulica en 2015, al aumento de la demanda eléctrica y a la mayor actividad de los ciclos combinados durante los meses de verano, por las olas de calor registradas.

Adicionalmente, la demanda convencional aumentó un 1,7% gracias a unas temperaturas más bajas en el primer trimestre de 2015, al incremento del número de clientes domésticos y a la recuperación de la actividad industrial.

Con fecha 19 de diciembre de 2014, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/2445/2014, 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, donde se establecieron 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.

Posteriormente, la orden anterior ha sido corregida por la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.

En relación con las emisiones de CO₂, Enagás ha reducido en más de un 45% su huella de carbono respecto a 2014. El Plan de Eficiencia Energética, contiene medidas que en 2015 han permitido evitar la emisión de

aproximadamente 44.000 t CO₂ a la atmósfera, principalmente debido a la reducción de autoconsumo de gas natural durante la operación de las plantas de regasificación por debajo del mínimo técnico y carga de buques.

Además, el programa de reducción de emisiones de metano en la red de transporte ha permitido evitar la emisión de 84,4 toneladas de metano anuales.

Durante el 2015 se han 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:

- Reducción autoconsumos en Planta de Huelva.
- Emisión por debajo de mínimo técnico en Planta Cartagena
- Torre perforación y pozos en Gaviota.
- Reforma en el atraque de la Planta de Barcelona.
- Generación de electricidad en la planta de Barcelona.
- Estación de compresión de Euskadour.
- Revamping de Instalaciones de atraque en la Planta de Barcelona.

Con todo, a 31 de diciembre de 2015 la infraestructura gasista del Grupo Enagás integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

- Cerca de 10.314 kilómetros de gasoductos por todo el territorio español.
- Tres almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Yela (Guadalajara) y Gaviota (Vizcaya).
- Cuatro plantas de regasificación en Cartagena, Huelva, Barcelona y Gijón.
- Asimismo, es propietaria del 50% de la Planta de Regasificación de BBG (Bilbao), del 40% de la Planta de Altamira (México), el 20,4% de la planta de Bahía de Quintero (Chile), e indirectamente de un 30% de la Planta de Regasificación de Sagunto (Valencia).
- Desde marzo de 2014 el Grupo Enagás posee un 20% de la empresa Transportadora de gas del Perú cuyos activos conforman el Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos desde Camisea hasta Lurín y el Transporte de Líquidos de Gas Natural por ductos desde Camisea a la Costa. Cabe mencionar que desde julio de 2015 el Grupo Enagás aumentó su participación en dicha sociedad por importe de 4,34% hasta alcanzar una participación total de 24,34%.
- Adicionalmente, cabe indicar que el Grupo Enagás participa en el 30% de COGA, compañía responsable de la operación y mantenimiento de la infraestructura de Transportadora de gas del Perú.
- Desde el 15 de abril de 2015, el Grupo Enagás posee un 50% de Knubbsäl Topholding AB, titular indirecto del 100% de la participación en Swedegas AB, compañía propietaria de la totalidad de la red del sistema gasista de alta presión en Suecia y único operador en Suecia con certificación europea TSO (Transmission System Operator).

II.-Principales riesgos del negocio

El Grupo Enagás está expuesto a diversos riesgos inherentes al sector, mercados en los que opera y a las actividades que realiza, que de llegar a materializarse podrían impedir lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

El Grupo Enagás ha establecido un modelo de control y gestión de riesgos, orientado a garantizar la continuidad de negocio y la consecución de los objetivos de la compañía de forma predecible y con un perfil medio-bajo para el conjunto de sus riesgos. Este modelo se basa en los siguientes aspectos:

- el establecimiento de un marco de apetito al riesgo coherente con los objetivos de negocio establecidos y el contexto de mercado en el que se desarrollan las actividades de la compañía;
- la consideración de unas tipologías estándar de riesgos a los que está sometido la compañía;
- la segregación e independencia de las funciones de control y gestión de riesgos articulada en la compañía en tres niveles de “defensa”;
- la existencia de unos Órganos de Gobierno con responsabilidades en la supervisión del nivel de riesgo de la compañía;
- la transparencia en la información proporcionada a terceros, garantizando su fiabilidad y rigor.

El análisis integral de todos los riesgos permite un adecuado control y gestión de los mismos, entendiendo las relaciones entre ellos y facilitando su valoración conjunta. Esto se realiza teniendo en cuenta las diferencias de cada tipología de riesgos en cuanto a su naturaleza, la capacidad de gestión sobre los mismos, las herramientas de medición de riesgos, etc.

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

1. Riesgos Estratégicos y de Negocio

Son riesgos inherentes a las actividades propias del sector gasista y están ligados a posibles pérdidas de valor o resultados derivados de factores externos, incertidumbres estratégicas, ciclos económicos, cambios en el entorno, cambios en los patrones de demanda, estructura del mercado y de la competencia o alteraciones en el marco regulatorio, así como derivados de la toma de decisiones incorrectas en relación con planes de negocio y estrategias de la compañía.

Las actividades que desarrolla el Grupo Enagás están notablemente afectadas por la normativa vigente (local, regional, nacional y supranacional). Cualquier cambio que se introdujera en ella podría afectar negativamente a los resultados y al valor de la compañía. Dentro de esta tipología de riesgo tiene una especial relevancia el riesgo regulatorio, que está ligado al marco retributivo y, por tanto, a los ingresos regulados de las actividades del negocio.

De igual forma, los nuevos desarrollos de infraestructuras están sujetos a la obtención de licencias, permisos y autorizaciones de los gobiernos, así como a normativa de diferente índole, entre la que se puede destacar la normativa medioambiental. En estos procesos, de larga duración y complejos, pueden originarse retrasos o modificaciones sobre los diseños inicialmente previstos debido a la obtención de las autorizaciones, los trámites relacionados con los estudios de impacto medioambiental, la oposición pública de las comunidades afectadas y los cambios en el entorno político en los países donde se opera. Todos estos riesgos pueden incrementar los costes o retrasar los ingresos previstos.

La evolución de la demanda puede suponer también efectos negativos, con impactos diferentes a corto y medio-largo plazo.

A corto plazo, la variación de la demanda de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural en España tiene un impacto directo sobre una componente de la retribución regulada que reciben estas actividades. El grado de utilización de las plantas de regasificación puede llegar a tener un impacto negativo en los costes de operación previstos, por mayores autoconsumos y emisiones de gases de efecto invernadero.

A medio-largo plazo, la evolución de la demanda es un factor que genera oportunidades de construcción de nuevos proyectos en infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural y su evolución puede modificar o retrasar la toma de decisiones para acometer estos proyectos.

Los resultados de la compañía también pueden verse afectados por el riesgo legal, que surge por las incertidumbres derivadas de la distinta interpretación de contratos, leyes o regulación que pueda tener la compañía y terceras partes, así como de los resultados de las acciones legales que puedan llevarse a cabo.

El proceso de internalización que el Grupo Enagás está llevando a cabo ha supuesto que sus operaciones se desarrollen en marcos normativos específicos y contextos de necesidades de inversión diferentes, que tienen asociados riesgos específicos.

En este ámbito, existen riesgos derivados de crisis económicas o políticas que puedan afectar las operaciones de las filiales, expropiación de los activos, cambios en la normativa mercantil, fiscal, contable o laboral, restricciones al movimiento de capitales, etc.

Se están realizando importantes proyectos de infraestructuras, expuestos a diversos riesgos de construcción, como pueden ser las desviaciones en los plazos de ejecución o modificaciones en los trazados y diseños, con potenciales impactos negativos en la inversión prevista, penalizaciones, etc.

Algunos marcos normativos internacionales implican que las filiales asuman un riesgo comercial y sus ingresos a corto plazo estén afectados por la evolución de la demanda, la competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía o la negociación de las tarifas con clientes industriales.

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

2. Riesgos Operacionales y Tecnológicos

Durante la operación de las actividades del Grupo Enagás se pueden producir pérdidas de valor o resultados (directas o indirectas) ocasionadas por procesos inadecuados, fallos de los equipos físicos y de los sistemas informáticos, errores de los recursos humanos o derivados de ciertos factores externos.

Los principales riesgos operacionales y tecnológicos a los que está expuesto el Grupo Enagás son los relacionados con las incidencias y/o indisponibilidad de sus infraestructuras, equipos y sistemas que pueden presentar impactos económicos negativos por costes de reparación o mayores inversiones. Algunos marcos normativos en los que opera el grupo establecen adicionalmente penalizaciones en caso de indisponibilidad prolongada de las infraestructuras.

El Grupo Enagás identifica las actividades de control y gestión que permiten dar una respuesta adecuada y oportuna a estos riesgos. Entre las actividades de control definidas se encuentran la formación y capacitación del personal, la aplicación de determinadas políticas y procedimientos internos, los planes de mantenimiento y definición de indicadores de calidad, el establecimiento de límites y autorizaciones, y las certificaciones en calidad, prevención y medioambiente, etc. que permiten minimizar la probabilidad de ocurrencia de estos eventos de riesgo.

Para mitigar el impacto económico negativo que pudiera tener sobre el Grupo Enagás la materialización de algunos de estos riesgos, se han suscrito una serie de pólizas de seguros.

Alguno de estos riesgos podría llegar a afectar a la fiabilidad de la información financiera preparada y reportada por el Grupo Enagás. Para controlar este tipo de riesgos, se ha implantado un Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) cuyos detalles pueden consultarse en el Informe de Gobierno Corporativo.

3. Riesgos de Crédito y Contraparte

El riesgo de crédito comprende las posibles pérdidas derivadas del incumplimiento de pago de las obligaciones dinerarias o cuantificables de una contraparte a la que el Grupo Enagás ha otorgado crédito neto y está pendiente de liquidación o cobro. El riesgo de contrapartida recoge el posible incumplimiento de las obligaciones adquiridas por una contraparte en los contratos comerciales, generalmente establecidos a largo plazo.

El Grupo Enagás viene realizando un seguimiento detallado de esta tipología de riesgo por su actividad comercial, que es especialmente relevante en el contexto económico actual.

Entre las actividades realizadas se encuentra el análisis del nivel de riesgo y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes, las propuestas regulatorias para compensar al Grupo por un posible incumplimiento en las obligaciones de pago de las comercializadoras (actividad que se desarrolla en entorno regulado), la solicitud de garantías o esquemas de pago garantizados en los contratos a largo plazo de la actividad internacional, etc.

Respecto al riesgo de crédito de los activos financieros, las medidas de gestión de riesgo incluyen la colocación de la tesorería en entidades de elevada solvencia, de acuerdo con las calificaciones de agencias de "rating" crediticias de mayor prestigio internacional. De igual forma, la contratación de derivados de tipo de interés y de cambio se realiza con entidades financieras del mismo perfil crediticio.

La naturaleza regulada de la actividad comercial del Grupo Enagás no permite establecer una política de gestión activa del riesgo de concentración de clientes. No obstante, el proceso de internalización que está acometiendo la compañía facilitará la reducción de este potencial riesgo.

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

4. Riesgos Financieros

El Grupo Enagás está sometido a los riesgos derivados de la volatilidad de los tipos de interés y de los tipos de cambio, así como de los movimientos de otras variables financieras que pueden afectar negativamente a la liquidez de la compañía.

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de los activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo y de los flujos futuros que devengan un tipo de interés variable. La gestión del riesgo de tipo de interés persigue alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que minimice el coste de la misma en un horizonte plurianual, con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados. Para ello, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados y actualmente el Grupo Enagás mantiene un objetivo de estructura de deuda fija o protegida superior al 70%.

Los riesgos de tipo de cambio se corresponden a las operaciones de deuda denominada en moneda extranjera, a los ingresos y gastos de las sociedades cuya moneda funcional no es el euro y en el efecto de conversión de los estados financieros de aquellas sociedades cuya moneda funcional no es el euro en el proceso de consolidación. La gestión del riesgo de tipo de cambio del Grupo Enagás persigue que se produzca un equilibrio entre los flujos de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera en cada una de las sociedades. También se analiza la posibilidad de la contratación de derivados de tipos de cambio para cubrir la volatilidad en el cobro de dividendos en cada una de las oportunidades de expansión internacional analizadas.

El Grupo Enagás mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias de disponibilidad incondicional e inversiones financieras temporales, por un importe suficiente para cubrir las necesidades previstas por un período de tiempo.

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la Nota 18 del Informe de Cuentas Anuales Consolidadas.

5. Riesgos Reputacionales

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

El Grupo Enagás tiene implantado un Proceso de Autoevaluación del Riesgo Reputacional mediante la aplicación de técnicas de medición cualitativas. En dicho proceso se contempla, tanto el posible impacto reputacional de cualquiera de los riesgos contemplados en el inventario vigente, como aquellos eventos estrictamente reputacionales que se derivan de la acción, interés o juicio de un tercero.

6. Riesgo de Cumplimiento y Modelo

El Grupo Enagás está expuesto al riesgo de cumplimiento, que comprende el coste asociado a las posibles sanciones por incumplimiento de leyes y legislaciones, o aquellas sanciones derivadas de la materialización de eventos operacionales (daños medioambientales, daños a terceras personas, filtración de información confidencial, salud, higiene y seguridad en el trabajo, etc.). Así como, la realización de prácticas de negocio incorrectas (vulneración de las leyes de la competencia, independencia de funciones, etc.) o el incumplimiento de las políticas y procedimientos internos de la compañía.

Asimismo, el Grupo se puede ver afectado por riesgos asociados a la utilización de modelos de evaluación y/o medición de riesgos de manera incorrecta, hipótesis desactualizadas o sin la precisión necesaria para evaluar correctamente sus resultados.

7. Riesgos de Responsabilidad Penal

Las reformas del artículo 31 bis del Código Penal, que tuvieron lugar en 2010 y 2015, establecen la responsabilidad penal de las personas jurídicas. En este contexto, el Grupo Enagás podría ser responsable en España por los determinados delitos que pudieran cometer sus administradores, ejecutivos o empleados en el ejercicio de sus funciones y en interés de la compañía.

Para prevenir la materialización de este riesgo, el Grupo Enagás ha aprobado un Modelo de Prevención de Delitos y ha implantado las medidas necesarias para evitar la comisión de delitos en su ámbito empresarial y para eximir de la responsabilidad a la compañía.

Como resultado del desarrollo internacional de la compañía se está desarrollando una ampliación del Modelo de Prevención de Delitos con la finalidad de cubrir las exigencias de la legislación penal mexicana y la legislación en materia de anti-corrupción de EEUU.

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, el Grupo tiene contratadas diversas operaciones de cobertura de tipos de interés de tal forma que al 31 de diciembre de 2015, el 82% del total de la deuda bruta estaba protegida por 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 durante 2016 se espera aumentar el resultado en un 0,5% con respecto al año 2015.

El Grupo Enagás contempla realizar para el año 2016 inversiones por valor aproximado de 465 millones de euros, de las cuales se espera que un 70% sean destinadas a nuevas adquisiciones internacionales y un 30% a activos regulados en España.

V.-Actividades de investigación y desarrollo

Durante el año 2015 las actividades desarrolladas por la Sociedad en el apartado de innovación tecnológica se han focalizado en el estudio, análisis y, en su caso, aplicación de nuevas tecnologías gasistas con el fin de aumentar y mejorar la eficiencia y la seguridad de las operaciones y la competitividad de las actividades llevadas a cabo, centrandó el esfuerzo tecnológico en proyectos de valor estratégico para la Sociedad.

Las actividades más importantes por áreas llevadas a cabo dentro del ejercicio 2015 han sido:

- a) **Producción (GNL).** Ha finalizado la participación en la nueva revisión del “LNG Custody Transfer Handbook” Elaboración y validación del procedimiento para determinar la energía transferida en una carga, según el método alternativo propuesto (balance másico). Estudios CFD para antorcha de P. Cartagena y antorcha y venteo de P. Barcelona: Realización de correcciones según resultados del análisis fluidodinámico. Realización de un análisis de sensibilidad de los parámetros de operación de un relicuador para determinar la conveniencia o no de la adquisición de la herramienta ROMEO. Lanzamiento del proyecto para el desarrollo de una herramienta interna (Julieta) para optimización del relicuador. Participación en la elaboración del Retail LNG Handbok publicado en 2015. Revisión del Estado de la tecnología para Medición fiscal de GNL en aplicaciones de Small Scale y lanzamiento de la prueba piloto para comparar medida con medidores Coriolis frente a la medida estática en cargadero de cisternas en P. Barcelona.
- b) **Transporte.** Ha finalizado el proyecto europeo para adoptar una posición común en la evaluación cuantitativa de las fugas de gas en las instalaciones de transporte de gas. Se han realizado a nivel europeo estudios del desarrollo de la tecnología “Power to Gas”, evaluando las repercusiones operativas y económicas que pueden derivarse de la inyección de cantidades moderadas de hidrógeno en la red de gas natural. Además, se ha iniciado un proyecto de ámbito español para el diseño de plantas de producción de gas natural a partir del hidrógeno producido electrolíticamente a partir del excedente de energías renovables y del CO2 contenido en el biogás.
- c) **Almacenamientos.** Se ha estudiado la utilización de equipos de medida de caudal de flujos multifase en la salida de los pozos de los AASS y se ha lanzado un proyecto piloto.
- d) **Operación.** Se ha adaptado la herramienta SPOL (Sistema de Planificación y Optimización Logística) a los nuevos cambios regulatorios introducidos durante 2015 y se ha adecuado al nuevo marco regulatorio de las infraestructuras. En último lugar, se ha continuado con el desarrollo de un modelo para determinar la calidad del gas por simulación (NGQT), habiéndose establecido en colaboración con el Centro Español de Metrología los requisitos técnicos para obtener la certificación del sistema.

- e) **Seguridad.** Se han desarrollado diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoductos e instalaciones de Enagás. En concreto el de todas las Estaciones de Compresión (EECC) y el de los gasoductos y posiciones pertenecientes a dos comunidades autónomas. Adicionalmente se ha continuado con la participación en el desarrollo de importantes bases de datos internacionales.
- f) **Medición.** Se han realizado varias actuaciones para la mejora de la medida de los compuestos de azufre y del punto de rocío de agua e hidrocarburos en el gas natural, implantando una metodología para el contraste de las medidas realizadas en laboratorio y en campo. Se está desarrollando un modelo para la estimación de incertidumbre de medida de energía en la red de transporte, de cara a mejorar los límites de cálculo local y global de la incertidumbre y su integración en el sistema de medición.
- g) **Proyectos de Interés General.** Se ha continuado con el desarrollo de un proyecto, que dará cobertura a la totalidad de las instalaciones de la compañía, que tiene como objetivo profundizar en la eficiencia energética tanto desde la óptica de la optimización de los consumos como desde la de la producción de energía eléctrica a partir de las energías residuales de los procesos: presión, calor y frío. Se han llevado a cabo diversas contrastaciones y pruebas de un evolutivo del software VUM, herramienta utilizada en los procedimientos de verificación metrológica en estaciones de medida.
- h) **Otros asuntos.** Se ha colaborado en diferentes grupos de elaboración de normativa relacionada con la calidad del gas y biometano, atendiendo a los mandatos M400 y M475 de la Unión Europea, y la medición del gas natural. Análisis y elaboración de un informe, para su envío al MINETUR, sobre el impacto del estrechamiento del rango del Índice de Wobbe en España Estudio de la variación de los principales parámetros de calidad en la RBG, atendiendo a las necesidades del Estudio Piloto para la armonización del Índice de Wobbe lanzado por MARCOGAZ y EASEE-gas.

VI.-Operaciones con acciones propias

El grupo no ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2015.

VII.-Información adicional

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

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

Capital de la sociedad dominante:

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

Todas las acciones pertenecen a una única clase.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015
Grupo Enagás.-

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
BANK OF AMERICA CORPORATION	-	8.627.588	3,614
RETAILS OEICS AGGREGATE	-	2.410.274	1,01

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

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ	56.396	-	0,024
DON MARCELINO OREJA ARBURÚA	1.260	-	0,001
SOLANA GONZALEZ, GONZALO (1)	440	550 ⁽¹⁾	0,000
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL (2)	1.405	7.075 ⁽²⁾	0,004
DON MARTÍ PARELLADA SABATA	910	-	0,000
DON RAMÓN PÉREZ SIMARRO	100	-	0,000
SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI)	11.936.713	-	5,000
TOTAL	11.997.224	7.625	5,029

¹ A través de Investigación y Desarrollo de Estudios Aplicados, S.L. participada al 50% con su esposa.

² A través de Newcomer.

(1) a través de:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Investigación y Desarrollo de Estudios Aplicados, S.L	550	-

(2) 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.

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 tendentes 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:

- 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.

D. Antonio Llardén Carratalá, Presidente Ejecutivo de la sociedad, tiene poderes de representación concedidos por el Consejo de Administración en virtud de la escritura pública otorgada el 9 de febrero de 2007 ante el Notario de Madrid D. Pedro de la Herrán Matorras, con el número 324 de su protocolo y que constan inscritos en el registro Mercantil de Madrid Tomo 20.090; Libro 0; Folio 172, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 668.

Por su parte, el Consejo de Administración de Enagás, S.A. con fecha 25 de marzo de 2014 delegó en DON MARCELINO OREJA ARBURÚA las facultades que el Consejo de Administración consideró necesario delegar al Consejero Delegado dentro de los límites legalmente establecidos, cumpliendo lo previsto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales y artículo 19 del Reglamento del Consejo. Estas facultades constan en la escritura pública otorgada el 28 de mayo de 2014, ante el Notario de Madrid Don Pedro de la Herrán Matorras, con el número 1.306 de su protocolo y que constan inscritas en el Registro Mercantil de Madrid Tomo 32.018, Libro 0, Folio 5, Sección 8; Hoja M-6113; Inscripción 777.

Aunque dichos poderes comprenden amplias facultades de representación no incluyen la posibilidad de emitir o recomprar acciones de la Sociedad.

Con independencia de ello se encuentra en vigor el acuerdo 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.

La Sociedad tiene suscrito con el Presidente Ejecutivo, el Consejero Delegado y con ocho de sus directivos contratos que incluyen cláusulas indemnizatorias expresas.

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

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

VIII.-Periodo medio de pago a proveedores

El periodo medio de pago del Grupo a sus proveedores asciende a 22 días.

IX.-Hechos posteriores

Con posterioridad al cierre del ejercicio, con fecha 2 de febrero de 2016, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones remitió para su aprobación en la Junta General de Accionistas, prevista para el día 18 de marzo de 2016, un Plan de Incentivo a Largo Plazo para el periodo 2016-2018. El Plan propuesto consiste en un incentivo extraordinario, plurianual y mixto, pagadero en metálico y acciones de la Sociedad, ligado a la consecución de una serie de objetivos considerados como estratégicos, alineando los intereses de los beneficiarios del Plan con la consecución de valor a largo plazo de los accionistas. El Plan no podrá superar la entrega de un total de 307.643 de acciones.

En caso de que finalmente el Plan de Incentivo sea aprobado por la Junta General de Accionistas, las características básicas del mismo serán objeto de desarrollo en su correspondiente reglamento, el cual deberá ser asimismo aprobado por el Consejo de Administración.

Desde el 1 de enero de 2016 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuenta Anuales consolidadas, no se han producido otros hechos que afecten de forma significativa a los resultados del Grupo o a la situación patrimonial del mismo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2015

Enagás S.A. y Sociedades Dependientes

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 15 de febrero de 2016, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital y del artículo 37 del Código de Comercio, formuló las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015, 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

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

D Antonio Hernández Mancha

D. Luis Javier Navarro Vigil

D^a Ana Palacio Vallelersundi

D. Martí Parellada Sabata

D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega

D. Ramón Pérez Simarro

Dña. Rosa Rodríguez Díaz

D. Gonzalo Solana González

Dña. Isabel Tocino Biscarolasaga

D. Luis Valero Artola

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista