

Informe de Auditoría Independiente

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado
correspondientes al ejercicio anual terminado
el 31 de diciembre de 2016



Building a better
working world

Ernst & Young, S.L.
Torre Picasso
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
28020 Madrid

Tel.: 902 365 456
Fax: 915 727 300
ey.com

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 2016, 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 2016, 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.

Párrafo de énfasis

Llamamos la atención respecto de las circunstancias descritas en la Nota 8.1 de la memoria consolidada adjunta en relación con la sociedad participada Gasoducto Sur Peruano, S.A. Esta cuestión no modifica nuestra opinión.

Otras cuestiones

Con fecha 16 de febrero de 2016 otros auditores emitieron su informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 en el que expresaron una opinión favorable.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2016 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad Dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016. 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.



ERNST & YOUNG, S.L.

Año 2017 Nº 01/17/20472
SELLO CORPORATIVO: 96,00 EUR

.....
Informe de auditoría de cuentas sujeto
a la normativa de auditoría de cuentas
española o internacional
.....

ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el Nº S0530)

David Ruiz-Roso Moyano

13 de febrero de 2017

ENAGÁS, S.A.
y
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas
a 31 de Diciembre de 2016

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
(Expresado en miles de euros)

<u>Activo</u>	Notas	31.12.2016	31.12.2015
ACTIVOS NO CORRIENTES		7.960.994	7.072.033
Activos intangibles	5	76.419	80.286
Fondo de comercio		25.812	25.812
Otros activos intangibles		50.607	54.474
Propiedades de inversión	7	24.900	24.970
Propiedades, planta y equipo	6	5.002.887	5.183.400
Inversiones contabilizadas por método de participación	8 y 32	1.870.973	1.191.105
Otros activos financieros no corrientes	8	916.225	518.837
Activos por impuestos diferidos	21	69.590	73.435
ACTIVOS CORRIENTES		1.286.973	679.885
Existencias	9	18.217	16.881
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8 y 10	474.257	426.404
Otros activos financieros corrientes	8	4.808	7.521
Otros activos corrientes		4.237	4.451
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	11	785.454	224.628
TOTAL GENERAL		9.247.967	7.751.918
<hr/>			
<u>Pasivo</u>	Notas	31.12.2016	31.12.2015
PATRIMONIO NETO		2.462.936	2.391.572
FONDOS PROPIOS	12	2.373.681	2.318.911
Capital suscrito		358.101	358.101
Reservas		1.737.183	1.674.200
Acciones propias	12	(8.219)	-
Resultado del ejercicio		417.222	412.662
Dividendo activo a cuenta		(132.565)	(126.052)
Otros instrumentos de patrimonio neto	29	1.959	-
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	12	74.559	58.226
INTERESES MINORITARIOS (SOCIOS EXTERNOS)	12	14.696	14.435
PASIVOS NO CORRIENTES		5.416.795	4.716.391
Provisiones no corrientes	14	184.367	167.024
Pasivos financieros no corrientes	15	4.888.749	4.192.752
Deudas con empresas vinculadas		-	17
Pasivos por impuestos diferidos	21	297.471	306.059
Otros pasivos no corrientes	16	46.208	50.539
PASIVOS CORRIENTES		1.368.236	643.955
Pasivos financieros corrientes	15	1.194.239	402.754
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	15 y 19	173.997	241.201
TOTAL GENERAL		9.247.967	7.751.918

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2016

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2016	31.12.2015
Importe Neto de la Cifra de Negocios	22	1.187.994	1.196.366
Ingresos por actividades reguladas		1.146.977	1.159.494
Ingresos por actividades no reguladas		41.017	36.872
Otros ingresos de explotación	22	29.522	25.233
Gastos de personal	23	(108.754)	(96.301)
Otros gastos de explotación	23	(226.271)	(224.948)
Dotaciones a amortizaciones	5 y 6	(271.516)	(289.787)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado	6 y 7	(458)	(8.600)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		610.517	601.963
Ingresos financieros e ingresos asimilados	24	14.257	14.797
Gastos financieros y gastos asimilados	24	(121.143)	(108.447)
Diferencias de cambio (Netas)	24	(867)	630
Variación del valor razonable de instrumentos financieros	24	(5.644)	2.090
RESULTADO FINANCIERO NETO		(113.397)	(90.930)
Resultado de las inversiones contabilizadas por método de participación	8 y 32	41.205	46.235
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		538.325	557.268
Impuesto sobre las ganancias	21	(120.157)	(143.587)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		418.168	413.681
Resultado atribuible a minoritarios	12	(946)	(1.019)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		417.222	412.662
Atribuible a :			
Sociedad Dominante		417.222	412.662
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	13	1,75	1,73
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	13	1,75	1,73

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada al 31 de diciembre de 2016

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2016	31.12.2015
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		418.168	413.681
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:		(2.422)	21.721
Partidas que podrán ser reclasificadas a resultados		-	-
De sociedades contabilizadas por el método de integración global		(46.121)	(55.226)
Por coberturas de flujos de efectivo		2.604	(15.656)
Por diferencias de conversión		(48.074)	(43.484)
Efecto impositivo		(651)	3.914
De sociedades contabilizadas por el método de la participación		43.699	76.947
Por coberturas de flujos de efectivo		(12.103)	(2.562)
Por diferencias de conversión		53.003	78.842
Efecto impositivo		2.799	667
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:		18.755	8.950
De sociedades contabilizadas por el método de integración global		14.267	7.435
Por coberturas de flujos de efectivo		19.023	10.326
Efecto impositivo		(4.756)	(2.891)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación		4.488	1.515
Por coberturas de flujos de efectivo		8.710	2.338
Por diferencias de conversión		(2.063)	-
Efecto impositivo		(2.159)	(823)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS		434.501	444.352
Atribuidos a intereses minoritarios		946	1.019
Atribuidos a la entidad dominante		433.555	443.333

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado al 31 de diciembre de 2016

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
(Expresado en miles de euros)

	Nota	Capital	Prima de Emisión y reservas	Otros Instrumentos de Patrimonio	Acciones Propias	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Intereses socios minoritarios	Total Patrimonio neto
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 2015		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2015		-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2015		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
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2016		358.101	1.674.200	-	-	412.662	(126.052)	58.226	14.435	2.391.572
Ajustes por cambios de criterio 2015		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2015		-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2016		358.101	1.674.200	-	-	412.662	(126.052)	58.226	14.435	2.391.572
Total ingresos y gastos reconocidos		-	-	-	-	417.222	-	16.333	946	434.501
Operaciones con accionistas		-	-	-	-	(188.834)	(132.565)	-	(765)	(322.164)
- Distribución de dividendos		-	-	-	-	(188.834)	(132.565)	-	(765)	(322.164)
Operaciones con acciones propias		-	-	-	(8.219)	-	-	-	-	(8.219)
Otras variaciones del patrimonio neto		-	62.983	1.959	-	(223.828)	126.052	-	80	(32.754)
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio		-	-	1.959	-	-	-	-	-	1.959
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	Nota 15	-	-	-	-	(223.828)	-	-	-	(223.828)
- Otras variaciones		-	62.983	-	-	-	126.052	-	80	189.115
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2016		358.101	1.737.183	1.959	(8.219)	417.222	(132.565)	74.559	14.696	2.462.936

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado total de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2016

ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2016	31.12.2015
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS		538.325	557.268
Ajustes al resultado consolidado		329.221	338.975
Amortización de activos fijos	5 y 6	271.516	289.787
Otros ajustes al resultado		57.705	49.188
Variación del capital circulante operativo		(128.927)	(23.085)
Existencias		(1.336)	(1.195)
Deudores y otras cuentas a cobrar	10	(100.448)	(4.817)
Otros activos y pasivos corrientes		(89)	344
Otros activos y pasivos no corrientes		949	(1.221)
Acreedores y otras cuentas a pagar	19	(28.003)	(16.196)
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación		(196.229)	(246.139)
Pagos de intereses		(96.241)	(114.653)
Cobros de intereses		14.396	10.898
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	21	(116.442)	(143.656)
Otros cobros /(pagos)		2.058	1.272
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		542.390	627.019
Pagos por inversiones		(912.130)	(539.154)
Empresas del grupo y asociadas	2.3 y 8	(820.086)	(412.843)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	5 y 6	(92.033)	(121.159)
Activos no corrientes mantenidos para la venta		-	-
Otros activos financieros		(11)	(5.152)
Cobros por desinversiones		12.170	8.944
Empresas del grupo y asociadas		12.170	8.944
Activos no corrientes mantenidos para la venta		-	-
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		86.262	46.568
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	8	86.262	46.568
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(813.698)	(483.642)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio		(8.219)	-
Adquisición de instrumentos de patrimonio	12	(8.219)	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero		1.163.354	(157.410)
Emisión	15	4.178.904	1.518.407
Devolución y amortización		(3.015.550)	(1.675.817)
Pagos por dividendos	12	(322.164)	(313.097)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		832.971	(470.507)
EFFECTO DE CAMBIO EN MÉTODO DE CONSOLIDACIÓN		-	-
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(837)	309
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO		560.826	(326.821)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo		224.628	551.449
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	11	785.454	224.628

Las Notas 1 a 33 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Estado de Flujos de Efectivo Consolidado a 31 de diciembre de 2016

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, 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 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 fianzamientos que resulten oportunos.

Su domicilio social se encuentra en Paseo de los Olmos, nº 19, 28005, Madrid. En la página “web”: www.enagas.es y en su domicilio social pueden consultarse los Estatutos Sociales y demás información pública sobre la Sociedad y su Grupo.

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

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2016, 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).

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

2.1. Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2016 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 2016, 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 2015 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 2016 (detalladas en la Nota 2.6) y que, en caso de resultar de aplicación, han sido utilizadas por el Grupo en la elaboración de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2016 han sido formuladas por los Administradores en su reunión del Consejo de Administración celebrada el día 13 de febrero de 2017. En cuanto a las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2015, fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A., celebrada el 18 de marzo de 2016, 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 2016.

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 2016 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).
- El registro de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (véase Nota 3.g).
- El valor razonable de los instrumentos financieros (véase Nota 3.i).
- La contabilización de provisiones y contingencias (véase Nota 3.m).
- El cálculo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos (véase Nota 3.p).
- El valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos bajo el "Plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP)" (véase Nota 3.r).

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2016 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada, tal y como se establece en la NIC 8.

El balance consolidado, presenta al 31 de diciembre de 2016 un fondo de maniobra negativo por importe de 81.263 miles de euros, como consecuencia del registro en el pasivo corriente de la cuenta a pagar por las garantías relativas al proyecto Gasoducto Sur Peruano, S.A. (en adelante, GSP), tal y como se informa en la Nota 15. Según los Administradores de la Sociedad dominante, esta situación se vería solventada mediante la disponibilidad de las líneas de crédito no dispuestas (véanse Notas 12 y 15), así como a través del plan de negocio aprobado por los Administradores.

2.3 Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2016 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- Con fecha 21 de abril de 2016, una vez cumplido el plazo para ejercer el derecho de suscripción preferente por el resto de socios sin que ninguno lo ejerciera, se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás Internacional, S.L.U., de un 1,64% de participación adicional en la sociedad Transportadora de Gas del Perú, S.A. (en adelante, TgP) por un importe total de 31.900 miles de dólares (28.253 miles de euros) a Graña y Montero, S.A.A.

Posteriormente, con fecha 15 de diciembre de 2016, y una vez cumplido el plazo para ejercer el derecho de suscripción preferente sin que ningún socio lo ejerciera, se hizo efectiva la adquisición de la totalidad de la participación de International Power, S.A. en TgP por parte de Enagás Internacional, S.L.U. y Carmen Corporation, L.P (CPPIB). El importe de la operación ascendió a un total de 62.641 miles de dólares (58.860 miles de euros), ampliando Enagás Internacional su participación en TgP en un 2,96%.

Teniendo en cuenta que Enagás Internacional, S.L.U. ya ostentaba una participación del 24,34%, como resultado de las dos adquisiciones anteriores se ha aumentado la participación hasta un 28,94%, manteniéndose la situación de influencia significativa sobre la sociedad. Por tanto, se seguirá realizando la consolidación conforme al método de la participación.

- Con fecha 14 de junio de 2016, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 65 ter. de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, sobre el proceso de dispersión accionarial de la sociedad MIBGAS, S.A., se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás GTS, S.A.U de un 13,34% del capital social de dicha sociedad. Dicho artículo establece que MIBGAS, S.A. actuará como operador del mercado organizado del gas y que su accionariado estará formado por cualquier persona física o jurídica, siendo la suma de las participaciones directas en el capital social de la misma de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués igual al 20%. El importe de la adquisición ha ascendido a un total de 400 miles de euros en concepto de acciones y 4 miles de euros en concepto de prima asociada a las mismas. Dado que se requieren mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes, tanto financieras como operativas, existe una situación de influencia significativa, realizándose la consolidación conforme al método de la participación.
- Con fecha 29 de julio de 2016, tras la aprobación de la operación por parte de las autoridades reguladoras y una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes, se hizo efectiva la adquisición a Unión Fenosa Gas, S.A. del 85% de participación de Infraestructuras del Gas, S.A., quien a su vez es propietaria del 50% de la Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (en adelante Saggas). El precio total de la operación ascendió a 92.218 miles de euros en concepto de adquisición de acciones. Asimismo, se subrogó un crédito participativo por importe de 14.442 miles de euros. Dado que Enagás Transporte S.A.U. ya era propietaria de forma indirecta a través de su filial Iniciativas del Gas, S.L. de un 30% de participación sobre Saggas, el porcentaje de participación indirecto de Enagás Transporte, S.A.U. sobre la misma se incrementa en un 42,5% hasta alcanzar un total de participación del 72,5%.

Tras estas operaciones, en virtud de los actuales acuerdos de accionistas, se mantiene el control conjunto sobre Saggas, al requerirse un esquema de mayorías reforzadas para la toma de decisiones relevantes que requieren el voto de más de un socio, y por tanto, la consolidación conforme al método de la participación.

- Por su parte, Infraestructuras del Gas, S.A., consolida globalmente sus activos y pasivos reconociéndose, en el epígrafe "Intereses de minoritarios" dentro del Patrimonio Neto la participación del 15% correspondiente a Omán Oil Company, S.A.O.C.
- El 29 de julio de 2016, se constituyó la sociedad Enagás Emprende, S.L.U. por importe de 150 miles de euros. Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en España, es participada al 100% por Enagás, S.A. quien posee control directo sobre la sociedad integrándose globalmente los activos y pasivos de la misma.
- El 29 de julio de 2016, se constituyó la sociedad Vira Gas Imaging, S.L. por importe de 400 miles de euros. Esta sociedad, cuyo domicilio social se encuentra en España, es participada al 49% por Enagás Emprende, S.L.U. quien posee control conjunto sobre la sociedad, consolidándose por tanto, conforme al método de la participación.
- Con fecha 15 de septiembre de 2016, una vez cumplido el plazo para ejercer el derecho de suscripción preferente y no siendo ejercido por ningún otro socio, se hizo efectiva la adquisición, por parte de Enagás Chile, Spa., del 20% del accionariado que Endesa Chile, Spa. mantenía sobre GNL Quintero, S.A. (en adelante, GNL Quintero) por importe de 197.365 miles de dólares (175.458 miles de euros). Posteriormente, y con fecha 8 de noviembre de 2016 se hizo efectiva la adquisición a la sociedad Aprovechadora Global de Energía, S.A. (AGESA) de un 20% adicional de participación en GNL Quintero por parte de Enagás Chile, Spa. El importe de la operación ascendió 197.365 miles de dólares (178.829 miles de euros).

Con el cierre de esta operación, Enagás Chile, Spa. ha adquirido de forma directa un 40% de participación en el accionariado de GNL Quintero, que adicionalmente al 20,4% que ya ostentaba indirectamente a través de su participación en Terminal de Valparaíso, S.A., incrementa su participación total en la sociedad hasta un 60,4%. Tras estas operaciones, en virtud de los actuales acuerdos de accionistas, se mantiene la situación de control conjunto sobre GNL Quintero, consolidándose por tanto, conforme al método de la participación.

- Con fecha 15 de diciembre de 2016 se han hecho efectivos los aumentos de capital realizados en el último trimestre de 2016 por el Grupo Enagas y por el Grupo Graña y Montero en GSP, resultado de los cuales el Grupo Enagas aumentó su participación en 1,87%, hasta alcanzar 26,87%. Por su parte, el Grupo Graña y Montero aumenta su participación, pasando de un 20% a un 21,49%, pasando la participación del Grupo Odebrecht de un 55% hasta un 51,64%. Tras esta operación se mantiene la situación de influencia significativa sobre la sociedad y, por tanto, se seguirá realizando la consolidación conforme al método de la participación.

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 2016.

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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada del periodo.

Por su parte, se consideran como entidades asociadas aquellas sobre las que el Grupo Enagás posee influencia significativa, entendiéndose 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:

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. (en adelante, Gascan), Enagás Emprende, S.L.U. y Enagás Chile, Spa., Gasoducto Villa de Reyes, S.A.P.I. de C.V., y Gasoducto Tuxpan, S.A.P.I. de C.V. También se consolidan por este método las sociedades Enagás Transporte del Norte, S.L., Infraestructuras del Gas, S.A. Enagás Transporte del Norte, S.L. es una sociedad participada al 90% mientras que Infraestructuras del Gas, S.A. está participada al 85%, reconociéndose la participación del 10% del Ente Vasco de la Energía y el 15% de Omán Oil Company, S.A.O.C. respectivamente, en el epígrafe de "Intereses Minoritarios (Socios Externos)" dentro del Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2016.

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., Estación de Compresión Soto La Marina O&M, S.A.P.I. de C.V., Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C. (en adelante, COGA), Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (en adelante BBG), Trans Adriatic Pipeline AG (en adelante, TAP), GSP, Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V.(en adelante TLA), TgP, Saggas, Iniciativas del Gas, S.L., MIBGAS, Vira Gas Imaging, S.L., Tecgas, Inc., Terminal de Valparaíso, S.A., GNL Quintero así como Knubbsäl Topholding AB que es matriz del subconsolidado del Grupo Swedegas y que incluye la participación indirecta de Swedegas AB.

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.LU., Enagás U.S.A., L.L.C., TLA, 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., Tecgas, Inc., Gasoducto Villa de Reyes, S.A.P.I. de C.V., Gasoducto Tuxpan, S.A.P.I. de C.V., GNL Quintero, Terminal de Valparaíso, S.A. y Enagás Chile, Spa., 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.
- 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada 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 2016 y 2015:

Divisa	Tipo de cambio medio en el ejercicio 2016	Tipo de cambio a cierre de 31 de diciembre de 2016
Dólar estadounidense	1,10667	1,05668
Nuevo Sol Peruano	3,86536	3,60100
Corona sueca	9,46999	9,58465

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

El efecto de la aplicación del proceso de conversión a los activos netos de las sociedades que se integran globalmente y 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	916.225	650.338	265.887	280.957
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	474.257	465.361	8.896	9.400
Otros activos financieros corrientes	4.808	8	4.800	5.072
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	785.454	747.649	37.805	39.948
Pasivos financieros no corrientes	4.888.749	4.330.631	558.118	589.752
Pasivos financieros corrientes	1.194.239	1.068.004	126.235	133.390
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	173.997	168.311	5.686	6.008

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 de las inversiones contabilizadas por método de la participación" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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.

El registro contable de las inversiones contabilizadas por el método de participación se detalla en la Nota 3.g. En la Nota 32 se presenta información de los negocios conjuntos del Grupo al cierre del ejercicio 2016.

2.5. Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2015 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos con la información del ejercicio 2016.

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 2016 son las mismas que las seguidas para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados anuales del ejercicio 2015, excepto por la adopción, desde la fecha 1 de enero de 2016, 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:

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:
Mejoras a las NIIF Ciclo 2010-2012	Modificaciones menores a 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 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 futuros de un activo.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016.
Modificación de 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 de NIC 16 y NIC 41: Plantas productoras	Modificación por la cual 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 a una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016.
Modificación de 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 de 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.
Modificaciones de NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Sociedades de Inversión	Clarificaciones sobre la excepción de consolidación para las sociedades de inversión.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2016.

La aplicación de las modificaciones de las normas que se incluyen en la sección anterior no ha tenido ningún impacto material sobre las Cuentas Anuales Consolidadas. Adicionalmente, indicar que en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas no se ha aplicado anticipadamente ninguna norma o modificación que no sea de aplicación obligatoria.

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 para ejercicios iniciados a partir de:
NIIF 15 – Ingresos procedentes de contratos con clientes	NIIF 15 establece el nuevo modelo de reconocimiento de ingresos derivados de contratos con clientes. Presenta de forma integrada todos los requerimientos aplicables y sustituirá a las normas actuales de reconocimiento de ingresos, la NIC 18 <i>Ingresos de actividades ordinarias</i> y la NIC 11 <i>Contratos de Construcción</i> , así como otras interpretaciones relacionadas (IFRICs 13, 15 y 18 y SIC 31).	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
NIIF 9 – Instrumentos financieros	Esta Norma sustituirá a la actual NIC 39 <i>Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición</i> , siendo el cambio conceptual importante en todos los apartados de la Norma, cambiando el modelo de clasificación y valoración de activos financieros siendo adaptados al modelo de negocio de la entidad, reenfocando el modelo de contabilidad de coberturas de modo que se alinee más con la gestión económica del riesgo, así como modificando el actual modelo de deterioro basado en pérdidas incurridas a un modelo basado en pérdidas esperadas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.

A continuación mostramos un breve descriptivo de cada una de estas normas así como del estatus actual de los trabajos de diagnóstico y análisis que se están llevando a cabo por el Grupo Enagás para identificar los potenciales impactos por la aplicación futura de las mismas:

- **NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes**

Dicha Norma ha sido finalmente aprobada por parte de la Unión Europea mediante la correspondiente publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea el 29 de octubre de 2016, siendo su aplicación definitiva de carácter obligatorio para aquellos periodos anuales comenzados a partir de 1 de enero de 2018.

Tal y como se resume en el cuadro superior, NIIF 15 regulará el reconocimiento de ingresos con clientes, sustituyendo, una vez sea de aplicación, la NIC 18 *Ingresos de actividades ordinarias*, NIC 11 *Contratos de construcción*, así como a todas las interpretaciones relacionadas (IFRIC 13 *Programas de fidelización de clientes*, IFRIC 15 *Acuerdos para la construcción de inmuebles*, IFRIC 18 *Transferencias de activos procedentes de clientes* y SIC 31 *Ingresos – Permutas de servicios de publicidad*).

El nuevo modelo de ingresos ordinarios es aplicable a todos los contratos con clientes, salvo aquellos que se encuentren dentro del alcance de otras NIIF, como arrendamientos, contratos de seguro e instrumentos financieros. Las transferencias de activos que no correspondan a las actividades ordinarias de la entidad (como por ejemplo venta de inmovilizado material, bienes inmuebles o inmovilizado intangible) también quedarán sujetas a algunos de los requisitos de registro y valoración del nuevo modelo establecido por NIIF 15. Sin embargo, el reconocimiento de intereses y de ingresos por dividendos cae fuera del alcance de esta Norma.

En cuanto a la casuística concreta de los ingresos del Grupo Enagás, se ha procedido a realizar un análisis de los posibles efectos que se derivarán de la futura implementación de dicha Norma, identificando lo siguiente:

- En lo que respecta a los ingresos procedentes de la actividad regulada, los cuales son los más representativos del Grupo, y cuyo desarrollo normativo y criterios de reconocimiento y valoración se encuentran descrito en la Nota 4, no se han identificado diferencias significativas derivadas de la futura implementación de NIIF 15 en lugar de las normas a las que ésta sustituye, no esperándose por tanto impactos significativos en el reconocimiento de ingresos procedentes de este tipo de actividad.
- En cuanto a los ingresos por actividades no reguladas incluidos dentro del epígrafe de Importe Neto de la Cifra de Negocios de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, se corresponden fundamentalmente a 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, los cuales son inicialmente reconocidos como ingresos diferidos, para posteriormente aplicarlos a resultados en función de la vida útil de las instalaciones asignadas (Véanse Notas 3.n, 16 y 22).

Derivado de la tipología de contratos existentes bajo este tipo de ingresos, se están realizando análisis adicionales con el fin de identificar si existiera algún tipo de impacto susceptible de ser reconocido una vez que NIIF 15 sea implementada. Dado que se trata de un análisis en curso, a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas no se puede ofrecer un análisis cuantitativo acerca del efecto de implementación de NIIF 15 para esta tipología de ingresos.

- Adicionalmente, incluidos dentro del epígrafe Otros ingresos de explotación de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, se encuentran fundamentalmente los ingresos diferidos correspondientes a los contratos de “derecho de transporte de gas” firmados con las sociedades filiales Gasoducto de Extremadura, S.A. y Gasoducto Al-Andalus, S.A, las cuales son consolidadas proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás Transporte, S.A.U. en dichas sociedades. Dichos ingresos diferidos son imputados en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada siguiendo un criterio de periodificación lineal hasta el año 2020 en el que vence el mencionado contrato de transporte (Véanse Notas 3.n, 16 y 22).

Al igual que para el caso de la ejecución de las conexiones, se están realizando análisis adicionales con el fin de identificar si existiera algún tipo de impacto susceptible de ser reconocido una vez que NIIF 15 sea implementada, y por tanto a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas no se puede ofrecer un análisis cuantitativo acerca del efecto de implementación de NIIF 15 para esta tipología de ingresos.

Por último, en lo que respecta a las sociedades contabilizadas mediante el método de la participación, y a efectos de homogenización, la sociedad está realizando un análisis de potenciales impactos para cada una de las sociedades participadas, el cual se encuentra aún en curso, no siendo posible por tanto facilitar una estimación razonable de sus efectos hasta que dicho análisis sea completado.

▪ **NIIF 9: Instrumentos Financieros**

Al igual que para el caso anterior, esta Norma ha sido aprobada por la Unión Europea durante el ejercicio 2016, concretamente mediante su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea el 29 de noviembre de 2016, siendo su aplicación de carácter obligatorio para los periodos anuales comenzados el 1 de enero de 2018.

Esta Norma sustituirá a la actual NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”, siendo el cambio conceptual importante en todos los apartados de la Norma, cambiando el modelo de clasificación y valoración de activos financieros siendo adaptados al modelo de negocio de la entidad, reenfocando el modelo de contabilidad de coberturas de modo que se alinee más con la gestión económica del riesgo, así como modificando el actual modelo de deterioro basado en pérdidas incurridas a un modelo basado en pérdidas esperadas.

A la fecha actual el Grupo Enagás se encuentra analizando todos los futuros impactos que podría suponer la adopción de esta Norma, no siendo posible facilitar una estimación razonable de sus efectos hasta que dicho análisis sea completado.

De acuerdo a lo anteriormente comentado, dado que el Grupo aún se encuentra en fase de diagnóstico y análisis de los potenciales impactos derivados de la futura implementación de estas normas, no se ha procedido a la aplicación anticipada de las mismas.

Por último, a continuación se detallan las Normas que aún se encuentran pendientes de ser aprobadas para su uso en la Unión Europea, y que por tanto aún no son de aplicación para el Grupo Enagás:

No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación obligatoria prevista para ejercicios iniciados a partir de:
Clarificaciones a la NIIF 15	Giran en torno a la identificación de las obligaciones de desempeño, de principal versus agente, de la concesión de licencias y su devengo en un punto a lo largo del tiempo, así como algunas aclaraciones a las reglas de transición.	Periodos anuales iniciados a partir de 1 de enero de 2018.
NIIF 16 – Arrendamientos	Nueva norma de arrendamientos que sustituye a NIC 17. La novedad central radica en que la nueva norma propone un modelo contable único para los arrendatarios, que incluirán en el balance todos los arrendamientos (con algunas excepciones limitadas) con un impacto similar al de los actuales arrendamientos financieros (habrá amortización del activo por el derecho de uso y un gasto financiero por el coste amortizado del pasivo).	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2019.
Modificación de NIC 7: Iniciativa de desgloses	Introduce requisitos de desglose adicionales con el fin de mejorar la información proporcionada a usuarios.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017.
Modificación de NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas	Clarificación de los principios establecidos respecto al reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017.
Modificación de NIIF 2: Clasificación y valoración de pagos basados en acciones	Son modificaciones limitadas que aclaran cuestiones concretas como los efectos de las condiciones de devengo en pagos basados en acciones a liquidar en efectivo, la clasificación de pagos basados en acciones cuando tiene cláusulas de liquidación por el neto y algunos aspectos de las modificaciones del tipo de pagos basados en acciones.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
Modificación de NIIF 4: Contratos de seguros	Permite a las entidades dentro del alcance de la NIIF 4, la opción de aplicar NIIF 9 o su exención temporal.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
Modificación de NIIF 40: Reclasificación de inversiones inmobiliarias	La modificación clarifica que una reclasificación de una inversión desde o hacia inversión inmobiliaria sólo está permitida cuando existe evidencia de un cambio en su uso.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
Mejoras a las NIIF Ciclo 2014-2016	Modificaciones menores a una serie de normas.	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
IFRIC 22 – Transacciones y anticipos en moneda extranjera	Establece la fecha de la transacción, a efectos de determinar el tipo de cambio aplicable en transacciones con anticipos en moneda extranjera	Periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2018.
Modificación de NIIF 10 y NIC 28: Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Clarificación en relación al resultado de estas operaciones si se trata de negocios o de activos.	Sin fecha definida

3. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2016 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 Consolidada 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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta asciende a 780 miles de euros en 2016 (472 miles de euros en 2015) (véase Nota 23.2).

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

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

Los activos intangibles con vida 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 2016 el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2015 para todas las instalaciones referidas (véase Nota 27).

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 neta utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2016 de 1,8% (2,30 % en 2015) por importe de 2.876 miles de euros (véase Nota 6).
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 Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2016 minorando el importe correspondiente a coste de personal (véanse Notas 6 y 23) por importe de 6.782 miles de euros.

3. Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de dismantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de Serrablo, Yela y Gaviota, así como las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de dismantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones no corrientes" (véase Nota 14) 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 2016 es del 2,76%, 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 (2,9% en 2015). Una variación del tipo de descuento del 0,05% y -0,05%, supondría una variación en el valor de dicha provisión de -1,49% y 1,52% 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 dismantelamiento en 14.700 miles de euros, registra dicha provisión como mayor valor del inmovilizado (véase Nota 14).

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 dismantelamiento asociada al almacenamiento subterráneo de "Gaviota" por importe de 69.000 miles de euros (véase Nota 14).

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 dismantelamiento, podrá solicitar la realización de pagos a cuenta por concepto de costes de dismantelamiento.

En relación con los gastos y actualización de dismantelamiento 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 dismantelamiento 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 2016 la correspondiente provisión económica de dismantelamiento 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.

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, (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.

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 Almacенamientos Subterráneos	5%-10%	20-10
Gas colchón	5%	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	5%-12%	20-8,33
Útiles y herramientas	30%	3,33
Mobiliario y enseres	10%	10
Equipos para procesos de información	25%	4
Elementos de transporte	16%	6,25

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

El beneficio o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de un activo se calcula como la diferencia entre el beneficio de la venta y el importe en libros del activo, y se reconoce en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos con cargo al epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado". En este caso, se reduce en primer lugar el valor contable del fondo de comercio correspondiente a la Unidad Generadora de Efectivo donde se haya de reconocer la pérdida por deterioro. Si el deterioro supera el importe de éste, en segundo lugar se reduce, en proporción a su valor contable, el del resto de activos de la Unidad Generadora de Efectivo, hasta el límite mayor entre los siguientes: (i) su valor razonable minorado por los costes necesarios para su venta y (ii) su valor en uso.

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

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por los costes necesarios para su venta y el valor en uso, 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.

Asimismo, 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, tal y como se indica en la Nota 25 de las Cuentas Anuales Consolidadas.

En la medida en que los activos agrupados dentro de un segmento son el nivel más bajo al que es posible identificar los flujos de efectivo independientes, se identifica el segmento como Unidad Generadora de Efectivo.

Bajo estas premisas, las UGE identificadas para el negocio regulado por el Grupo Enagás son las indicadas a continuación:

- Actividad de infraestructuras en España (incluye transporte, regasificación y almacenamiento).
- Actividad de Gestor Técnico del Sistema.

En lo relativo a las actividades de infraestructuras anteriormente descritas, tal y como se indica en la Nota 4.a., una vez finalizada la vida útil regulatoria de las instalaciones, y en aquellos casos en los 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 que la instalación supera la vida útil regulatoria, no devengándose cantidad alguna en concepto de retribución por inversión, amortización o retribución financiera. Adicionalmente a dicha retribución fija, se mantendrá la Retribución por Continuidad de Suministro ("RCS"), al tratarse de un concepto retributivo independiente de la vida útil regulatoria del activo en cuestión.

Por ello, para la determinación del valor residual se consideran:

- La proyección del último flujo estimado correspondiente a la Retribución por continuidad de suministro ("RCS"), calculado también de acuerdo a los parámetros normativos establecidos e indicados en la Nota 4.a.
- La retribución por los costes de operación y mantenimiento del último ejercicio proyectado, aplicando el marco regulatorio vigente para los elementos totalmente amortizados que se indica en la mencionada Nota 4.
- No se han considerado las retribuciones por amortización y financieras, en tanto en cuanto, una vez finalice la vida útil regulatoria de las instalaciones, dichas retribuciones dejarán de existir.

En lo relativo al último ejercicio considerado en las proyecciones, es el correspondiente al año en el que finaliza la vida media regulatoria que a la fecha tienen las instalaciones.

En cuanto a las actividades correspondientes como Gestor Técnico del Sistema, el valor residual ha sido calculado a partir de los flujos del último ejercicio, con una tasa de crecimiento igual a cero, no realizándose ningún ajuste de normalización al respecto. Ello es debido a que tal y como se indica en la Nota 4.b., los ingresos correspondientes a esta actividad tienen como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás GTS, S.A.U como Gestor Técnico del Sistema, siendo los mismos calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año. Como último ejercicio se ha utilizado el mismo criterio que el seguido para las actividades de infraestructuras, en el entendimiento de que mientras existan infraestructuras de gas en operación y demanda de gas, existirán las funciones propias de gestión técnica del sistema gasista.

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. 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 después de impuestos de los ejercicios 2016 y 2015 para las actividades reguladas en España es del 4,37% y 4,48% respectivamente (siendo 6,01% y 5,92% la tasa de descuento antes de impuestos para los ejercicios 2016 y 2015). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2016, 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 7.

Tras su reconocimiento inicial, el Grupo Enagás valora dicho terreno siguiendo el modelo de coste, cuyos requisitos son los mismos que los establecidos para los activos registrados como propiedades, planta y equipo, tanto en lo referente a valoración como a test de deterioro (véanse 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 19 de enero de 2017.

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 Pérdidas y Ganancias Consolidada.

El grupo no dispone de arrendamientos financieros en el ejercicio 2016.

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

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

Para la determinación del valor en uso de la inversión, el Grupo estima el valor presente de los flujos de efectivo futuro estimados que espera que surjan como dividendo a recibir de la inversión. El importe recuperable de una 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, Saggas, MIBGAS e Iniciativas del Gas, S.L., están incluidas dentro del segmento de "Actividades no reguladas" (véase Nota 25.3).

Con respecto al análisis de deterioro relativo a las sociedades participadas, la tasa de descuento aplicada (coste del equity) en el ejercicio 2016 comprende el intervalo de 5%-10% según el país (6%-11% en el ejercicio 2015). El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento del 0,5% y -0,5%, realizado a cierre del ejercicio 2016, 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.

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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada. Los importes acumulados en Patrimonio Neto se transfieren a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias 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 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.

Por último, las opciones registradas en el Balance de Situación Consolidado del Grupo Enagás se registran conforme a los requerimientos de reconocimiento y valoración estipulados en la NIC 27, que suponen el registro de los socios externos fruto de la combinación de negocios y el reconocimiento de un pasivo financiero contra Patrimonio Neto. Los cambios del valor razonable del pasivo financiero se contabilizan en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada (véase Nota 12 y 15).

j. Clasificación entre partidas corrientes y no corrientes

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

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

En virtud de la aplicación del 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 8).

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 4,30% del salario computable (4,41% en 2015). 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 2016 asciende a 1.146 partícipes (1.094 partícipes a 31 de diciembre de 2015) (Véase Nota 20).

Las aportaciones efectuadas por el Grupo por este concepto en cada ejercicio se registran en el capítulo "Gastos de Personal" de la Cuentas de Resultados Consolidada (véase Nota 23.1). A cierre del ejercicio 2016, no existen cuantías pendientes de aportar por este concepto.

El Grupo ha externalizado compromisos de pensiones con sus 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 14).

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

La compensación a recibir de un tercero en el momento de liquidar la obligación, siempre que no existan dudas de que dicho reembolso será percibido, se registra como activo, excepto en el caso de que exista un vínculo legal por el que se haya exteriorizado parte del riesgo, y en virtud del cual el Grupo no esté obligado a responder; en esta situación, la compensación se tendrá en cuenta para estimar el importe por el que, en su caso, figurará la correspondiente provisión. La política seguida respecto a la contabilización de provisiones para riesgos y gastos consiste en registrar el importe estimado para hacer frente a las responsabilidades probables o ciertas, nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones u obligaciones pendientes, avales y otras garantías

similares. Su dotación se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determina la indemnización o pago.

Al cierre de los ejercicios 2016 y 2015 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 Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias 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 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 Pérdidas y Ganancias 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 el 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 Título VII Capítulo VI de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, siendo las sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2016:

- Enagás Transporte, S.A.U.
- Enagás GTS, S.A.U.
- Enagás Internacional, S.L.U.
- Enagás Financiaciones, S.A.U.
- Compañía Transportista de Gas Canarias S.A.
- Enagás Emprende S.L.U.

El Grupo Enagás adquirió el control y comenzó a integrarse globalmente la participación en Gascan en el ejercicio 2015, entrando a formar parte del Grupo Consolidado Fiscal a partir del 1 de enero de 2016.

Como consecuencia de 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 redujo el tipo impositivo del Impuesto sobre Sociedades del 30% aplicable hasta el ejercicio 2014 al 28% en 2015 y al 25% en el 2016 y siguientes (véase Nota 21).

En relación con las sociedades Enagás Transporte del Norte, S.L. y BBG, el marco normativo está definido en la Norma Foral, 11/2013 de 5 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades con un tipo del 28%.

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 13).

r. Pagos basados en acciones

El Grupo clasifica el plan sobre acciones para consejeros ejecutivos y miembros del equipo directivo dependiendo de la forma de liquidar la transacción:

- En acciones de la Sociedad: El gasto de personal se determina en base al valor razonable de las acciones a entregar en la fecha del acuerdo de concesión, teniendo en cuenta el grado de cumplimiento de los objetivos determinados en dicho plan. El gasto de personal se registra a medida que se prestan los servicios en el periodo estipulado, con abono a “Otros instrumentos de patrimonio neto” del balance de situación adjunto.
- En efectivo: El gasto de personal se determina en base al valor razonable del pasivo, referido a la fecha en la que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. El gasto de personal se registra a medida que se prestan los servicios en el periodo estipulado (véase Nota 23.1), con abono a “Provisiones a largo plazo” del balance de situación adjunto. Posteriormente, y hasta su liquidación, el pasivo se valora por su valor razonable, imputándose a la cuenta de pérdidas y ganancias cualquier cambio de valoración.

s. Estados de flujos de efectivo consolidados

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

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de dinero en efectivo y de sus equivalentes, 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 al 31 de diciembre de 2014 se determina en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones tienen 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 (véase Notas 8.1 y 10).
- La retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro. El término fijo de disponibilidad incluye los costes de operación y mantenimiento para cada año, la amortización y una retribución financiera calculada mediante la aplicación al valor neto anual de la inversión 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 segregados de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor de la norma incrementada

con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos. 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 2016 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 Técnico 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 2016, 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 0,778%. 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 2016 de acuerdo a la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, asciende a 23.966 miles de euros.

La imputación intermensual de los ingresos anteriores a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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.

Hasta el año 2015, el gas era adquirido por los transportistas y valorado al precio resultante de la subasta, teniendo los pagos realizados la consideración de gastos liquidables.

A partir de 2016, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, el gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico, así como la parte del gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista, es adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas. El coste de adquisición de este gas es valorado al precio resultante de la subasta, y tiene consideración de gasto liquidable.

Adicionalmente, con la entrada en vigor del nuevo marco retributivo de 2014 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 estableciendo un periodo de varios años para la recuperación de estos desajustes y 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.

- La liquidación definitiva de 2014 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de 24 noviembre de 2016, reconociendo en 1.025.052 miles de euros el déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014. Este déficit se recuperará en 15 anualidades consecutivas desde el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva) y hasta el 24 de noviembre de 2031 (Véase Nota 8.1).

Por otra parte, los desajustes temporales entre ingresos y gastos 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.

La liquidación definitiva de 2015 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de 24 noviembre de 2016, reconociendo en 27.232 miles de euros el déficit reguladas del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2015. Este déficit se recuperará anualmente desde el 25 de noviembre de 2016 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva del año 2015) y hasta el 24 de noviembre de 2021.

A partir del año 2017, las anualidades por el déficit se repartirán en 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en los términos previstos en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

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. 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 en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se establece que la anualidad del año 2016 se abonará en la primera liquidación disponible del ejercicio 2016, como un pago único, mientras que las anualidades de los años 2017 y siguientes se repartirán en 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en los términos previstos en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Asimismo, en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, se han establecido 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 déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014 será del 1,104%. El interés reconocido a dicho déficit se devenga desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2014.
- El tipo de interés provisional para el desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 será del 0,836%. El interés reconocido a dicho desajuste se devenga desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.

h) Establecimiento del Mercado Organizado de gas.

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 es la que designa a MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas. Esta ley está desarrollada en el consiguiente Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, donde se asignan las

funciones principales del Operador del Mercado Organizado a la sociedad mercantil MIBGAS, y donde se desarrollan las funciones y su papel dentro del sector gasista.

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%. Con fecha 14 de junio de 2016, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 65 ter. se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás GTS, S.A.U de un 13,34% del capital social de dicha sociedad, tal y como se ha indicado en la Nota 2.3.

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) Adecuación contratos de tránsito Internacional al marco regulatorio vigente.

La Comisión Nacional de Energía (actual CNMC) 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 CNMC.

La CNMC 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 2016, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 16 de febrero de 2016, sobre una Estrategia de la UE para el gas natural licuado y el almacenamiento de gas

Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, de 18 de noviembre de 2015, por el que se modifica el Reglamento (UE) no 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común.

Directiva (UE) 2016/802 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de mayo de 2016, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

Decisión (UE) 2016/590 del Consejo, de 11 de abril de 2016, relativa a la firma, en nombre de la Unión Europea, del Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

2. Regulación Española

REGULACIÓN BÁSICA

Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrigen errores en la de 2 de agosto de 2016, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.

Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español.

Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado de gas.

Resolución de la CNMC, de 1 de marzo de 2016, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de usuarios con cartera de balance en el punto virtual de balance y el contrato marco.

RETRIBUCIÓN Y PEAJES

Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre de 2016, 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 2017.

Circular 3/2016, de 16 de noviembre, de la CNMC, por la que se modifica la Circular 1/2015, de 22 de julio, 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.

Orden IET/274/2016, de 29 de febrero, por la que se corrigen errores en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.

TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Resolución de 29 de diciembre de 2016, 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 26 de septiembre de 2016, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 29 de marzo de 2016, de la DGPEM, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Resolución de 21 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se corrigen errores en la de 23 de diciembre de 2015, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA

Corrección de errores de la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la DGPEM, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programaciones" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13, y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.

Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la DGPEM, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programadores" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13, y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.

Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la DGPEM, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 "Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema".

Resolución de 23 de septiembre de 2016, de la DGPEM, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 "Repartos" y NGTS-07 "Balance".

Resolución de 4 de mayo de 2016, de la DGPEM, por la que se modifican los protocolos de detalle PD-06 "Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros" y PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)".

Resolución, de 15 de febrero, de la DGPEM, por la que se aprueba el programa de actuación bienal del grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas de gestión técnica del sistema para el periodo 2016 - 2017.

Resolución de 12 de mayo de 2016, de la CNMC, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y acciones de balance de compraventa de productos normalizados del Gestor Técnico del Sistema.

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Resolución de 15 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 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Resolución de 29 de febrero 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 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Resolución de 29 de enero de 2016, 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 2016 y el 31 de marzo de 2017.

CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS

Orden ETU/1989/2016, de 28 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2017.

Orden IET/1555/2016, de 29 de septiembre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2016 aprobadas por Orden IET/2839/2015, de 23 de diciembre.

OTRAS DISPOSICIONES

Real Decreto 515/2016, de 18 de noviembre, por el que se nombra Secretario de Estado de Energía a don Daniel Navia Simón.

Real Decreto 417/2016, de 3 de noviembre, por el que se nombran Ministros del Gobierno. Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital a don Álvaro María Nadal Belda.

Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

Resolución de 25 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se determina la valoración de los saldos de mermas de las plantas de regasificación durante el año 2013.

Resolución de 25 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se determina la valoración de los saldos de mermas de las plantas de regasificación durante el año 2014.

Resolución de 29 de enero de 2016, sobre la operación de toma de participaciones de Enagás Transporte S.A.U en Bahía de Bizkai Gas, S.L. (BBG) y en Iniciativas de Gas, S.L. (IdG), representativas del 10% y 60% del capital social respectivamente.

Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrigen errores en la de 2 de agosto de 2016, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.

Resolución de 9 de junio de 2016, 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.

Resolución de 3 de mayo de 2016, de la Dirección General de Empleo, por la que se registra y publica el Convenio colectivo del Grupo Enagas.

Sentencia de 11 de febrero de 2016, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anulan varios apartados de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en lo que respecta a la retribución de la demandante Planta de Regasificación de Sagunto, SA.

5. Activos Intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles y su amortización durante los ejercicios 2016 y 2015 ha sido la siguiente:

Ejercicio 2016

Coste	Saldo inicial	Altas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Fondo de comercio	25.812	-	-	-	25.812
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	6.640	778	-	-	7.418
Concesiones	5.871	-	-	-	5.871
Aplicaciones informáticas	181.618	16.391	-	-	198.009
Otro inmovilizado intangible	7.835	2	-	-	7.837
Total coste	227.776	17.171	-	-	244.947

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Otro inmovilizado intangible					
Desarrollo	(2.228)	(570)	-	-	(2.798)
Concesiones	(3.862)	(50)	-	-	(3.912)
Aplicaciones informáticas	(133.824)	(20.303)	-	-	(154.127)
Otro inmovilizado intangible	(7.576)	(115)	-	-	(7.691)
Total amortización	(147.490)	(21.038)	-	-	(168.528)

Valor Neto	Saldo inicial	Altas o dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Total Fondo de Comercio	25.812	-	-	-	25.812
Total Otros Inmovilizados Intangibles	54.474	(3.867)	-	-	50.607
Total Inmovilizado Intangible	80.286	(3.867)	-	-	76.419

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.

Las altas en el epígrafe de "Aplicaciones Informáticas" durante el ejercicio 2016 corresponden principalmente a los siguientes proyectos:

- Adaptación de las aplicaciones informáticas y de los sistemas de información de las diferentes sociedades del grupo a la legislación Europea por importe de 5.971 miles de euros.
- Inversión en evolución, mejoras, integración y migración de sistemas por importe de 2.416 miles de euros.
- Inversión en el desarrollo de nuevos sistemas y plataformas, tales como softwares de seguridad en sistemas o plataformas de contratación de capacidad por importe de 1.670 miles de euros.
- Proyectos para el desarrollo de software soporte y evolutivos para las diferentes direcciones de las sociedades del grupo tales como la Dirección General de Recursos Humanos, Dirección General Financiera por importe de 1.270 miles de euros.

Dentro del epígrafe "Fondo de Comercio", se recogen los importes correspondientes a las adquisiciones de ETN (17.521 miles de euros) y Gascán (8.291 miles de euros). Durante el año 2016 no se han producido movimientos en este epígrafe.

Al cierre del ejercicio 2016 y 2015, el Grupo tenía activos intangibles totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2016

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	720
Aplicaciones informáticas	113.245
Otro inmovilizado intangible	9.602
Total	123.567

Ejercicio 2015

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

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 2016 y 2015 en el epígrafe Propiedades, planta y equipo han sido los siguientes:

Ejercicio 2016

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	165.675	1.764	58	(2.188)	165.309
Instalaciones técnicas y maquinaria	8.724.985	28.925	48.087	(372)	8.801.625
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	82.385	2.776	1.957	(11)	87.107
Anticipos e inmovilizaciones en curso	570.367	39.507	(50.102)	(769)	559.003
Subvenciones de capital	(600.456)	(591)	-	660	(600.387)
Total coste	8.942.956	72.381	-	(2.680)	9.012.657

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	(63.492)	(3.995)	(7)	-	(67.494)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(3.989.173)	(255.096)	-	-	(4.244.269)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(56.212)	(4.840)	7	-	(61.045)
Subvenciones de capital	381.398	13.453	-	-	394.851
Total amortización	(3.727.479)	(250.478)	-	-	(3.977.957)

Deterioros	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones, Salidas, o bajas	Saldo final
Instalaciones técnicas y maquinaria	(32.077)	-	-	264	(31.813)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-
Total deterioro	(32.077)	-	-	264	(31.813)

Valor Neto	Saldo inicial	Altas o Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	102.183	(2.231)	51	(2.188)	97.815
Instalaciones técnicas y maquinaria	4.703.735	(226.171)	48.087	(108)	4.525.543
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	26.173	(2.064)	1.964	(11)	26.062
Anticipos e inmovilizaciones en curso	570.367	39.507	(50.102)	(769)	559.003
Subvenciones de capital	(219.058)	12.862	-	660	(205.536)
Total Propiedad, planta y equipo	5.183.400	(178.097)	-	(2.416)	5.002.887

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 inmovilizaciones 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 inmovilizaciones 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

A 31 de diciembre de 2016 se han registrado altas en el epígrafe de "Terrenos y construcciones" por importe de 1.764 miles de euros, de los cuales principalmente destacan actuaciones en la Planta de Bermeo por importe de 694 miles de euros, y la adecuación y reformas de la Sede Central (proyecto Move) por 441 miles de euros.

Dentro de las altas del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" el principal movimiento que se ha registrado corresponde con la compra de gas talón para los gasoductos por importe de 11.725 miles de euros así como incorporaciones de instalaciones puestas en explotación en 2016 (3.396 miles de euros).

Respecto a las altas en el epígrafe de "Otras instalaciones, utillaje y mobiliario" por importe de 2.776 miles de euros, 1.155 miles de euros corresponden al proyecto Move.

Durante los ejercicios 2016 y 2015 no 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 2016 se corresponden principalmente a las siguientes instalaciones:

- Gas colchón del almacenamiento subterráneo de Yela, por importe de 21.626 miles de euros.
- Emisión por debajo de mínimo técnico en Planta de Cartagena, por importe de 3.351 miles de euros.
- Reducción autoconsumos en Planta de Huelva, por importe de 3.032 miles de euros.
- Inversiones en diferentes gaseoductos como el de Martorell-Figueras o el de Villapresente-Burgos por importe de 3.298 miles de euros.

- Mejoras en diferentes AASS como Serrablo por importe de 775 miles de euros o en plantas de regasificación y estaciones de compresión por importe de 1.390 miles de euros.
- Proyecto Move por importe de 2.987 miles de euros

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 2016 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las siguientes instalaciones:

- Gas colchón para AASS de Yela, por importe de 21.626 miles de euros.
- Reducción mínimo técnico de producción mediante mejora aprovechamiento del boil-off en la Planta de Cartagena y Planta de Huelva por importe de 17.877 miles de euros.
- Actuación defensa contra incendios AASS Serrablo, por importe de 846 miles de euros.

Las bajas incluidas en el epígrafe “Terrenos y construcciones” acumuladas en el ejercicio 2016, se corresponden a la reestimación de la cuenta a pagar por las expropiaciones correspondientes a los terrenos de la E. C. De Denia.

Las bajas del ejercicio 2016 relativas al epígrafe “Anticipo e inmovilizaciones en curso” se deben fundamentalmente a la baja de materiales procedentes de almacenes de inversión.

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 3.613 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2016, 3.729 miles de euros en el ejercicio 2015.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 2.876 miles de euros en el ejercicio 2016 (4.177 miles de euros en el ejercicio 2015) (Véase Nota 24).

Asimismo, el impacto de los “Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado” ha supuesto un aumento en la inversión de 6.782 miles de euros en el ejercicio 2016 y 7.447 miles de euros en el ejercicio 2015 (véase Nota 23.1).

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.

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 de los ejercicios 2016 y 2015 el Grupo Enagás tenía activos registrados como propiedades, planta y equipo totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2016

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	18.077
Instalaciones técnicas y maquinaria	944.449
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	49.320
Total	1.011.846

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

El detalle de las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2016 y 2015 que corresponden a inversiones de la infraestructura gasista es el siguiente:

Ejercicio 2016

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.16	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.16	Saldo a 31.12.16
Plantas de Regasificación	79.653	(71.298)	8.355
Infraestructuras transporte de gas	503.226	(308.092)	195.134
Almacenamientos subterráneos	17.508	(15.461)	2.047
Total	600.387	(394.851)	205.536

Ejercicio 2015

	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

El detalle de dichas subvenciones en función de los Organismos desde donde han sido concedidas al cierre de los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Ejercicio 2016

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.16	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.16	Saldo a 31.12.16
Fondos estructurales de la Unión Europea	434.634	(266.697)	167.937
Organismos Oficiales de las CCAA	51.905	(29.790)	22.115
Estado Español	113.848	(98.364)	15.484
Total	600.387	(394.851)	205.536

Ejercicio 2015

	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

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2017 ascienden a 13.210 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2016 es:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	940	3.760	10.784
Subvenciones de Comunidades Autónomas	1.111	4.417	16.586
Subvenciones de FEDER	11.159	34.705	122.074
Total Subvenciones	13.210	42.882	149.444

Planta de Regasificación - Puerto de El Musel (Gijón).

Con fecha 1 de marzo de 2016, ha sido notificada a Enagás Transporte la sentencia del Tribunal Supremo, de 29 de febrero de 2016, por la que se desestima el recurso de casación interpuesto por la Administración General del Estado y la referida sociedad contra la sentencia de 31 de julio de 2013 dictada por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid ("TSJ de Madrid") que estimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto por Los Verdes de Asturias contra la Resolución de 29 de diciembre de 2008 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorgó a Enagás autorización administrativa previa para la construcción de la planta regasificadora de gas natural licuado de El Musel (Gijón), sentencia esta última que anuló la autorización administrativa previa para la construcción de la citada instalación gasista.

El Grupo Enagás entiende que el fallo del Tribunal Supremo no produce cambios en la situación técnico-económica de la instalación, tanto porque (i) el emplazamiento y características técnicas de la instalación se adecuan perfectamente a la normativa hoy vigente, al haber sido derogado el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas ("RAMIMP") por la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera y la instalación; como porque (ii) la instalación cuenta con el acta de puesta en servicio a los solos efectos indicados en la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-ley 13/2012, resultando que la retribución reconocida y percibida por Enagás encuentra su fundamento en el citado Real Decreto-ley y no en la autorización administrativa anulada.

En este mismo sentido se ha pronunciado el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, al informar al TSJ de Madrid en alegaciones a la ejecución de sentencia solicitada por Los Verdes de Asturias que "[...] se considera, en cualquier caso, que la sentencia ya se encuentra ejecutada, toda vez que la anulación no comporta ni exige el desmantelamiento de la instalación ni la suspensión de la percepción de la retribución de la que disfruta en la actualidad".

Al 31 de diciembre del 2016 el valor en libros de dicha inversión asciende a 378.814 miles de euros. Asimismo, durante el ejercicio 2016 y según el Real Decreto-Ley 13/2012, dicha planta de regasificación ha recibido tanto una retribución financiera, como una retribución por costes de operación y mantenimiento por las actuaciones que lleva a cabo el Grupo a fin de mantener la planta preparada para iniciar su puesta en servicio. Ambas retribuciones han sido reconocidas anualmente por las sucesivas Órdenes Ministeriales de retribución y peajes.

Por todo ello, los Administradores del Grupo Enagás, basados en opiniones legales de asesores internos y externos, consideran que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

Planta de Regasificación – Granadilla (Tenerife).

Cabe mencionar que, en relación a la situación del proyecto de construcción de una planta de regasificación en el puerto de Granadilla, no se han producido cambios significativos respecto a los descritos en la Nota 6 de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2015. Así, 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 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 Gascan como el Abogado del Estado han presentado un recurso de casación contra la mencionada sentencia, recurso éste que se encuentra pendiente de señalamiento para votación y fallo.

Interesa señalar que, en todo caso, 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), resultando que, a la fecha, el proyecto de instalaciones ha sido objeto de una nueva formulación de la Declaración de Impacto Ambiental favorable, de fecha 15 de julio de 2016 (B.O.E. nº 176 de 22 de julio), paso previo junto con el informe de la CNMC para la obtención de la autorización administrativa.

Por todo ello, los Administradores del Grupo Enagás, basados en opiniones legales de asesores internos, consideran que no procede el registro de provisión alguna así como tampoco cumple con la definición de pasivo contingente.

7. Propiedades de inversión

La composición y movimientos en los ejercicios 2016 y 2015 en el epígrafe Propiedades de inversión son los siguientes:

Ejercicio 2016

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

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Saldo final
Terrenos	(22.241)	(70)	(22.311)
Total deterioro	(22.241)	(70)	(22.311)

Total inversiones inmobiliarias	Saldo inicial	Entradas	Saldo final
Coste	47.211	-	47.211
Deterioros	(22.241)	(70)	(22.311)
Total inversiones inmobiliarias	24.970	(70)	24.900

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 inversiones inmobiliarias	25.080	(110)	24.970

El importe registrado en el epígrafe "Propiedades de Inversión" del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, corresponde en su totalidad a un terreno ubicado en el km. 18 de la A-6 en Las Rozas (Madrid), propiedad de Enagás, S.A.

Tal y 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 del Grupo 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 2016, Jones Lang LaSalle España, S.A. ha emitido un informe de valoración con fecha 19 de enero de 2017, donde el valor recuperable del terreno a la fecha asciende a 24.900 miles de euros (24.970 miles de euros a 31 de diciembre de 2015), lo que ha supuesto el reconocimiento de un deterioro adicional de 70 miles de euros (110 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) en el epígrafe de "Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

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 afecta 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.

8. Activos Financieros

8.1 Composición y desglose

A continuación se indica el desglose de los activos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Inversiones contabilizadas por método de participación (Nota 32)	1.870.973	1.191.105	-	-	-	-	1.870.973	1.191.105
Otros activos financieros no corrientes	813	2.364	-	-	898.742	507.787	899.555	510.151
Créditos	-	-	-	-	289.142	161.352	289.142	161.352
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar	-	-	-	-	397.351	342.282	397.351	342.282
Otros	813	2.364	-	-	212.249	4.153	213.062	6.517
Derivados	-	-	-	-	16.670	8.686	16.670	8.686
Total	1.871.786	1.193.469	-	-	915.412	516.473	2.787.198	1.709.942

Clases Categorías	Activos financieros corrientes							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	479.065	433.925	479.065	433.925
Créditos	-	-	-	-	4.808	7.521	4.808	7.521
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 10)	-	-	-	-	474.257	426.404	474.257	426.404
Derivados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	479.065	433.925	479.065	433.925

Instrumentos de Patrimonio

El movimiento de las inversiones contabilizadas por el método de la participación para 2016 y 2015, es el siguiente:

Ejercicio 2016

	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	1.191.105	678.511	-	(86.262)	41.205	50.940	(2.753)	(1.773)	1.870.973

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)

Las principales variaciones en el epígrafe de “Inversiones contabilizadas por el método de la participación” se deben a las nuevas entradas en el perímetro de consolidación de sociedades integradas por este método (véanse Notas 2.3 y 32), entre las que destacan:

- Adquisición del 85% de Infraestructuras del Gas, S.A. e indirectamente de un 42,5% adicional de la participación de Saggas por importe de 92.218 miles de euros.
- Adquisición de un 4,6% adicional de la participación de Transportadora de Gas del Perú, S.A. por importe total de 87.113 miles de euros.
- Adquisición de un 40% adicional de la participación de GNL Quintero, S.A. por importe de 354.287 miles de euros.
- Adquisición de un 13,34% de participación de MIBGAS por importe de 404 miles de euros.
- Asimismo durante el ejercicio 2016, el grupo Enagás ha realizado aportaciones de capital a GSP, TAP y Tecgas por importe de 124.867 miles de euros, 28.036 miles de euros y 1.120 miles de euros respectivamente.
- Capitalización de gastos derivados de las operaciones de adquisición de Saggas, TgP, Quintero y MIBGAS por importe de 3.601 miles de euros.

Durante el ejercicio 2016 ha tenido lugar el cobro de dividendos distribuidos por BBG (por importe de 4.000 miles de euros), el Grupo Altamira (por importe de 16.195 miles de euros), Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V. (por importe de 2.504 miles de euros), GNL Quintero (por importe de 9.827 miles de euros), TgP (por importe de 42.355 miles de euros), COGA (por importe de 853 miles de euros) y Swedegas (por importe de 10.528 miles de euros).

Finalmente, como se detalla en la Nota 33, en enero de 2017 se ha declarado la terminación de la concesión de la sociedad participada Gasoducto Sur Peruano, S.A. (en adelante GSP). Este evento inicia un procedimiento, establecido en el propio contrato de concesión y en la legislación peruana, por el que se transfieren los Bienes de la Concesión a un nuevo concesionario a cambio de un importe con el que atender las obligaciones de pago de GSP a terceros y accionistas. Para la determinación del nuevo concesionario y del citado importe, se celebrarán hasta tres convocatorias de subastas públicas. En caso de que quedasen desiertas dichas subastas, que no se efectuasen en el plazo establecido o que no se alcanzase una cantidad determinada, el Gobierno Peruano garantizaría como mínimo una cantidad correspondiente al 72,25% del valor neto contable de los Bienes de la Concesión.

A partir de este valor, y en virtud de los contratos de subordinación y de cesión de créditos suscritos entre los accionistas, se prevé que el Grupo Enagás recupere el valor de la inversión de la participación en GSP así como la cuenta a cobrar (desglosada en esta misma nota en el apartado de “Otros”) que surge por la ejecución de garantías prestadas por Enagás, S.A. en favor de dicha sociedad, en un plazo máximo de tres años.

Con el objetivo de reflejar el valor recuperable descontado a la fecha, en la inversión contabilizada por el método de la participación relativa a GSP, se ha procedido a registrar a cierre del ejercicio 2016 un impacto de terminación por importe de 31.431 miles de euros de gasto.

Adicionalmente, la Gerencia de GSP, basada en la información disponible y en la opinión de sus asesores legales externos e internos, considera que las situaciones en las que está involucrado su accionista principal, Odebrecht, descritas a continuación, no tendrán efectos legales o financieros para GSP.

Los administradores de Enagás, conforme con la opinión de sus asesores legales externos e internos consideran que estos hechos no modificarían su estimación sobre la recuperabilidad de la inversión de la participación en GSP y la cuenta a cobrar anteriormente mencionada.

El Departamento de Justicia de los EEUU y la Fiscalía de Nueva York anunciaron el pasado 21 de diciembre de 2016 la firma de un acuerdo (“plea agreement”) con Odebrecht por el que ésta reconoce ante las autoridades de EEUU, Suiza y Brasil ser culpable de actos de corrupción prohibidos por la Foreign Corrupt Practices Act (“FCPA”). Del análisis del acuerdo (el plea agreement es público) realizado por los asesores legales externos de GSP en derecho estadounidense y peruano, resulta que los actos ilícitos detectados en Perú son anteriores al proyecto Gasoducto del Sur del Perú, el cual no consta entre aquellos en los que ha resultado reconocida la comisión de actos ilícitos en Perú.

El 5 de enero de 2017 el Fiscal de la Nación de Perú hizo público que la Fiscalía había alcanzado un acuerdo preliminar de colaboración con Odebrecht por el que ésta se compromete a colaborar con la Fiscalía peruana en la investigación de sus actividades en Perú. De este acuerdo no resultan por el momento actuaciones que pudieran afectar a GSP.

Por parte de diversos órganos de la Fiscalía peruana se están llevando a cabo investigaciones, cuyo resultado no es posible anticipar en este momento, por presuntos delitos que de alguna manera pudieran guardar relación con el proyecto “Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto del Sur Peruano”. Conforme a la opinión de los asesores legales en derecho peruano de GSP, ésta no se vería afectada por las responsabilidades económicas derivadas de hipotéticos delitos cometidos con anterioridad a la adjudicación de la concesión en julio de 2014, puesto que a esa fecha GSP no se había constituido. Con posterioridad a la adjudicación y constitución de GSP y a la luz de la información de que dispone la sociedad hasta la fecha, no han existido actos o interacciones con Proinversión, con el concedente o con alguna otra autoridad, en los que pudiera haberse favorecido a GSP de modo ilícito.

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., Enagás Transporte S.A.U., e Infraestructuras del Gas, S.A. 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) por importe total de 293.929 miles de euros (168.090 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) (véase Nota 28). Este importe se desglosa en 289.121 miles de euros de créditos a largo plazo y 4.808 miles de euros como créditos a corto plazo e intereses devengados. Asimismo, en el ejercicio 2016, se incluyen dentro de este epígrafe, otros conceptos por importe de 21 miles de euros (783 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).

El aumento respecto al ejercicio 2015 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 106.400 miles de euros, a la capitalización de intereses de dicho préstamo por importe de 962 miles de euros y a la subrogación del préstamo que Infraestructuras del Gas, S.A. mantenía con Saggas por importe de 14.442 miles de euros.

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	31.12.2016	31.12.2015
Créditos no corrientes a entidades vinculadas (Nota 28)			289.121	160.569
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA+ Diferencial	Jul.-2043	168.593	61.231
Estacion de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,9%	Dic.-2032	62.471	63.301
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	7,5%	Sep.-2033	31.292	27.308
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	26.765	8.729
Créditos corrientes a entidades vinculadas (Nota 28)			4.808	7.521
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	7,5%	Sep.-2033	-	138
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	6%	Agos.-2048	-	70
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	TIE28d + Diferencial	Dic.-2016	-	1.066
Estacion de Compresión Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	5,9%	Dic.-2032	2.672	4.065
Trans Adriatic Pipeline AG	FTA+ Diferencial	Jul.-2043	2.128	963
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Eur6m + Diferencial	Jun.-2025	8	1.219
Total			293.929	168.090

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 a largo plazo de las actividades reguladas hasta el ejercicio 2015 así como el importe pendiente de las instalaciones pendientes de reconocimiento de los ejercicios 2014 y 2015, por un importe total al 31 de diciembre de 2016 de 373.464 miles de euros (321.857 miles de euros al 31 de diciembre de 2015), de los cuales 364.775 miles de euros (316.351 miles de euros a 31 de diciembre de 2015), corresponden a Enagás Transporte, S.A.U., 8.627 miles de euros (5.506 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) corresponden a Enagás Transporte del Norte, S.L. y 62 miles de euros a Enagás, S.A. (véase Nota 4.g).

La variación del importe se debe fundamentalmente a la publicación en el ejercicio 2016 de las resoluciones por la que se aprueban las liquidaciones definitivas número 15 de 2014 y número 15 de 2015 de las actividades reguladas del sector del gas.

Asimismo, dentro de este epígrafe se incluye la cuenta por cobrar a largo plazo con la CNMC por los costes de desmantelamiento que serán retribuidos en el futuro por importe de 21.293 miles de euros (16.534 miles de euros en 2015)

El desglose de los conceptos registrados en el epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” de los activos financieros corrientes, se describen en detalle en la Nota 10, 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 2015 en relación al acuerdo de fecha 4 de octubre de 2014 entre Enagás Transporte, S.A.U. y diversas entidades financieras, en virtud del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre y que se encuentra detallado en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014.

Al 31 de diciembre de 2016, 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	-	16.670	-	16.670
Total	-	16.670	-	16.670

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

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

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

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

Otros

Dentro del epígrafe de “Otros activos financieros no corrientes”, en Instrumentos de Patrimonio se recoge por importe de 714 miles euros (2.160 miles de euros a 31 de diciembre de 2015), la inversión que el Grupo tiene en Agrupaciones de Interés Económico (AIEs) 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. La variación con respecto al ejercicio 2015 corresponde con la activación de bases imponibles negativas durante el ejercicio.

Por otro lado, tal y como se indica en el epígrafe “Instrumentos de Patrimonio”, en enero de 2017 la sociedad GSP incurrió en un supuesto de terminación del contrato de concesión por no haberse alcanzado el cierre financiero en la fecha establecida. En base a este hecho, a cierre de 2016 se ha registrado la provisión por la ejecución de las garantías prestadas por el Grupo Enagas. Como se estima que dichas garantías se recuperen a través del procedimiento del valor neto contable detallado en el epígrafe anterior, se ha procedido a registrar dentro del activo no corriente al 31 de diciembre de 2016 una cuenta a cobrar con la sociedad GSP por un total de 207.865 miles de euros, correspondientes tanto a la garantía corporativa concedida sobre la deuda de GSP, así como a la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión, descontadas financieramente considerando un plazo de recuperación aproximado de tres años. El registro de este crédito a valor reembolsable, ha supuesto un gasto financiero en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada por el efecto del descuento financiero por importe de 13.285 miles de euros (ver Nota 24).

Con el objetivo de reflejar el valor recuperable descontado a la fecha, en la inversión contabilizada por el método de la participación relativa a GSP, se ha procedido a registrar a cierre del ejercicio 2016 un impacto de terminación por importe de 31.431 miles de euros de gasto.

8.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2016 no se han producido movimientos en relación con las provisiones que cubren las pérdidas por deterioro de los activos existentes en el Grupo.

En relación con la terminación del contrato de concesión de GSP, la mejor estimación de los Administradores en virtud de los contratos y los acuerdos suscritos entre accionistas de GSP, así como en base a opiniones legales de asesores internos y externos y así como a la determinación del valor neto contable de los bienes de la concesión, es la recuperación de la inversión financiera incurrida así como de las garantías prestadas por Enagás, S.A., hecho que ha sido certificado por un experto independiente, según informe con fecha 8 de febrero de 2017, sin que se deba registrar ningún deterioro adicional al ya explicado en la Nota 8.1.

9. Existencias

Tal y como queda establecido en la Orden IET/2736/2015 de 17 de diciembre: “A partir del 1 de octubre de 2016 la cantidad de gas de maniobra es cero.” 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 establecía la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre. Este gas no estaba 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 2016 mantiene registrados 18.217 miles de euros (16.881 miles de euros en el ejercicio 2015) correspondientes a existencias no relacionadas con gas natural que incluyen, entre otros elementos, materiales de oficina y material para consumo.

10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

La composición del saldo del epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” del Balance de Situación Consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
Clientes por ventas y prestación de servicios	42.259	22.284
Empresas del grupo, deudores	16.321	6.744
Deudores varios	391.069	367.799
Activos por impuestos corrientes	24.608	29.577
Total	474.257	426.404

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 5.813 miles de euros y de 2.954 miles de euros respectivamente, correspondientes al porcentaje de participación de Galp Gas Natural, S.A. en ambas sociedades.
- Las ventas de gas de operación y desbalances facturados por Enagás GTS a Mibgas por importe de 2.040 miles de euros.
- Los servicios prestados por Enagás, S.A. a Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V. y a E.C. Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V. por importe de 2.959 miles de euros y 632 miles de euros, respectivamente.
- Los servicios prestados por Enagás Internacional, S.L.U. a Gasoducto del Sur Peruano, S.A., y a E.C. Soto La Marina EPC, S.A.P.I. de C.V por importe de 1.326 miles de euros y 185 miles de euros respectivamente.

Dentro del epígrafe “Deudores varios”, el Grupo Enagás, registra el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento como transportista por importe de 368.557 miles de euros correspondiente al ejercicio 2016, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 6.915 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro de 375.472 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 211 del Real Decreto Legislativo 2/2011 de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado, por importe de 458 miles de euros (601 miles de euros al 31 de diciembre de 2015). 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, confirmó 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 permite 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 ante las demandas presentadas por el Grupo Enagás en los procedimientos judiciales en curso ante dicho Tribunal (sentencia de 26 de enero de 2016, del TSJ de Murcia). Asimismo, como novedad en el presente ejercicio 2016, destacar que con fechas 21 y 30 de noviembre el Tribunal Superior de Justicia de Cataluña dictó sentencias por las que se estimaron los dos recursos contencioso administrativos interpuestos por Enagás Transporte S.A.U en el año 2013 contra liquidaciones de la Autoridad Portuaria de Barcelona y que se han seguido bajo los números de procedimiento número 174/2013 y 175/2013. Por tanto, la Sociedad considera que el riesgo de no recuperación de estas cuentas a cobrar es remoto a 31 de diciembre de 2016.

El epígrafe de “Activos por impuestos corrientes” a 31 de diciembre de 2016 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 21).

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

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.

11. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
Tesorería	765.453	224.628
Otros activos líquidos	20.001	-
Total	785.454	224.628

Dentro del epígrafe “Otros activos líquidos”, se registran aquellos depósitos que tienen un vencimiento a corto plazo y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones.

Tal y como se indica en la Nota 15, 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 2016 son las siguientes:

Disponibilidades Financieras	31.12.2016	31.12.2015
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	785.454	224.628
Otras disponibilidades financieras (Nota 15)	1.623.755	2.042.915
Total Disponibilidades Financieras	2.409.209	2.267.543

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

12. Patrimonio neto y Fondos propios

12.1 Capital Social

Al cierre de los ejercicios 2016 y 2015 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 2016 de las acciones de la sociedad Enagás, S.A. situó en 24,125 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el día 8 de junio con un precio de 27,7 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".

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 %	
	31.12.2016	31.12.2015
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales	5,000	5,000
Bank of America Corporation	3,614	3,614
Retail Oeics Aggregate	1,010	1,010

A 31 de diciembre de 2016, no se han producido cambios significativos en relación a la estructura accionarial de Enagás, S.A.

12.2 Acciones Propias

Con fecha 25 de mayo de 2016 Enagás, S.A. culminó el proceso de adquisición de 307.643 acciones propias, lo que supone un 0,13% sobre el total de acciones del Grupo, por un importe total de 8.219 miles de euros (incluyendo gastos asociados por importe de 8 miles de euros). Dicha adquisición se enmarca dentro del "Programa Temporal de Recompra de acciones propias", cuyo objetivo exclusivo es cumplir con las obligaciones de entrega de acciones a los Consejeros Ejecutivos y a los miembros del equipo directivo del grupo Enagás derivadas del sistema de retribución vigente en los términos y condiciones que constan en el Plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP) y en la Política de Remuneraciones 2016-2018 aprobada por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. Las acciones se han comprado cumpliendo las condiciones establecidas en el artículo 5 del Reglamento CE 2273/2003 y con sujeción a los términos autorizados por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. La gestión del Programa Temporal de Recompra de acciones propias se ha encomendado a Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), quien ha realizado la adquisición, por cuenta de Enagás, S.A con independencia y sin influencia de ésta (véase Nota 29).

Al cierre del ejercicio 2015 la Sociedad no tenía en su poder acciones propias.

12.3 Reservas

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 2016 y 2015 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.

A 31 de diciembre de 2016, se han reconocido dentro del epígrafe de Reservas 39.059 miles de euros por el valor presente de las opciones de venta y de compra sobre GNL Quintero, S.A. descritas en la Nota 15.

12.4 Propuesta de reparto de resultado de la sociedad dominante

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2016 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):

	2016
A dividendos	331.670
A reservas voluntarias	10.636
	342.306

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 21 de noviembre de 2016 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2016 por importe de 132.565 miles de euros (0,556 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 2016, fueron los siguientes:

Miles de euros	
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2016
Resultado contable neto	(15.152)
10% Reserva Legal	
Dividendo a cuenta sociedades del Grupo	370.000
Resultado "disponible" para distribución	354.848
Previsión del pago a cuenta	(132.565)
Previsión de tesorería entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:	
- Saldo de tesorería	198.641
- Cobros proyectados en el periodo considerado	443.133
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	1.500.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta)	(495.210)
Saldo previsto de tesorería	1.646.564

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 22 de diciembre de 2016.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,834 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 máximo 199.105 miles de euros.

12.5 Dividendos totales pagados

Adicionalmente al dividendo a cuenta del ejercicio 2016 indicado en la Nota 12.4, la sociedad Enagás, S.A. distribuyó durante el ejercicio 2016 el dividendo bruto complementario del ejercicio 2015.

Dicho dividendo ascendió a 188.834 miles de euros (0,792 euros por acción) y fue pagado el 5 de julio de 2016.

12.6 Ajustes por cambio de valor

Los ajustes por cambio de valor registrados por el Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se corresponden con los conceptos siguientes:

	31.12.2016	31.12.2015
Diferencias de conversión	67.447	64.581
Cobertura de flujos de efectivo	7.112	(6.355)
Total Ajustes Cambios Valor	74.559	58.226

Operaciones de cobertura

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

Los movimientos producidos en estas operaciones en los ejercicios 2016 y 2015 son los siguientes:

Ejercicio 2016

	Miles de euros			
	01.01.2016	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2016
Cobertura de flujos de efectivo	(9.607)	(9.499)	27.733	8.627
Impuestos reconocidos en patrimonio	3.252	2.148	(6.915)	(1.515)
Total	(6.355)	(7.351)	20.818	7.112

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)

En relación con el anterior, el movimiento del ejercicio 2016 y 2015 considerando el método de consolidación de las sociedades ha sido el siguiente:

	Sociedades consolidadas por integración global	Sociedades consolidadas por método de participación	Total
Patrimonio Neto 31.12.14	(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)
Por valoración de instrumentos financieros	2.604	(12.103)	(9.499)
Efecto impositivo	(651)	2.799	2.148
Transferencias PYG	19.023	8.710	27.733
Efecto impositivo	(4.756)	(2.159)	(6.915)
Patrimonio Neto 31.12.16	11.233	(4.121)	7.112

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 españolas que se consolidan por el método de integración global aplican la tasa impositiva aplicable en España (25% a partir del 1 de enero de 2016 y 28% para el ejercicio 2015), a excepción de ETN quien aplica una tasa impositiva del 28%.

Respecto a las sociedades consolidadas por el método de la participación se emplean las tasas impositivas de aplicación en su país o comunidad autónoma en su caso: España (25%), País Vasco (28%), Chile (24%), 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). Asimismo, el pasado 10 de diciembre se publicaron diversas normas que modifican la Ley del Impuesto a la Renta (IR) en Perú, modificándose el tipo general impositivo del 28% al 29,5%, con vigencia a partir del 1 de enero del 2017. Esta medida aplicará a todas las entidades peruanas del Grupo Enagás que no tengan suscrito un Convenio de Estabilidad Jurídica a efectos de estabilización del tipo impositivo.

12.7 Intereses Minoritarios

El movimiento del epígrafe de Intereses Minoritarios reconocido en el Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado para los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Ejercicio 2016

	Saldo a 31.12.2015	Variaciones del perímetro	Dividendos distribuidos	Atribución de resultados	Saldo a 31.12.2016
Ente Vasco de la Energía	14.435	-	(765)	948	14.618
Omán Oil Company, S.A.C.	-	80	-	(2)	78
Total	14.435	80	(765)	946	14.696

Ejercicio 2015

	Saldo a 31.12.2014	Variaciones del perímetro	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

Los 14.696 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., así como con la participación del 15% que Omán Oil Company, S.A.O.C. mantiene en la sociedad Infraestructuras del Gas, S.A. (Véase Nota 2.3).

13. Beneficio por acción

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

De acuerdo con ello:

	2016	2015	Variación
Resultado neto del ejercicio atribuido a la sociedad dominante (miles de euros)	417.222	412.662	1,1%
Número medio ponderado de acciones en circulación (*) (miles de acciones)	238.426	238.734	-0,13%
Beneficio básico por acción en euros	1,7499	1,7285	1,2%

(*) El número de acciones en circulación ha disminuido como consecuencia de la adquisición de acciones propias (Nota 29).

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coinciden.

14. 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.

14.1 Provisiones no corrientes

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo del epígrafe “Provisiones no corrientes” durante el ejercicio 2016 ha sido el siguiente:

Provisiones no corrientes	Saldo Inicial	Dotaciones	Actualización / Reestimación	Aplicaciones	Saldo Final
Retribuciones al personal	-	7.421	-	-	7.421
Otras responsabilidades	11.740	231	-	(1.648)	10.323
Desmantelamiento	155.284	-	11.339	-	166.623
Total provisiones no corrientes	167.024	7.652	11.339	(1.648)	184.367

Este epígrafe recoge 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 2016 se corresponde principalmente con la actualización financiera de dicha provisión, así como con la reestimación realizada al 31 de diciembre de 2016, de los posibles cambios en el calendario e importe de los flujos de efectivo estimados para cancelar la obligación asociada al desmantelamiento de dichos activos, así como del tipo de descuento empleado para la determinación del valor actual de la provisión.

Dentro del epígrafe “Retribuciones al personal” se incluye un total de 800 miles de euros correspondientes a la parte devengada del ILP pagadera en metálico (véase Nota 29) así como el programa de bono trienal de contribución a resultados dirigido al resto de la plantilla del Grupo.

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

Asimismo, se ha aplicado por importe total de 1.374 miles de euros la provisión dotada por el reconocimiento, conforme a la NIC 28, en Enagás Internacional, S.L.U. de un pasivo derivado de las pérdidas de determinadas sociedades participadas excediendo el importe de su participación, debido a la mejora del resultado de las sociedades afectadas.

14.2 Pasivos contingentes

A 31 de diciembre de 2016, en el Grupo Enagás no existen sucesos susceptibles de ser considerados como pasivos contingentes.

En relación con lo mencionado en las cuentas del ejercicio 2015 sobre el litigio que la Sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. mantenía con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), cabe destacar que el Tribunal Superior de Justicia de Madrid confirmó en enero de 2016 la resolución de la Dirección General de Fondos Comunitarios en la que se acordaba el reintegro la subvención recibida por parte del FEDER para la planta de gas natural licuado en Granadilla (Tenerife), no existiendo por tanto, a 31 de diciembre de 2016 litigio alguno en curso en relación con esta cuestión.

Asimismo, tal y como se indica en la Nota 15, en relación con las garantías aportadas por Enagas a GSP, dichas garantías han sido registradas como pasivos financieros corrientes, habiendo sido ejecutado el pago en enero de 2017. No existen garantías adicionales o pasivos contingentes asociados a GSP.

15. Pasivos financieros

El saldo de las cuentas del epígrafe “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” al cierre del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Deudas con entidades de crédito		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Pasivos financieros no corrientes	1.657.307	1.758.319	3.106.757	2.323.400	21.613	19.482	4.785.677	4.101.201
Acreedores comerciales	-	-	-	-	103	93	103	93
Derivados (Nota 18)	-	-	-	-	102.969	91.458	102.969	91.458
Total	1.657.307	1.758.319	3.106.757	2.323.400	124.685	111.033	4.888.749	4.192.752

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Pasivos financieros corrientes	399.439	125.790	504.985	259.402	272.535	4.159	1.176.959	389.351
Acreedores comerciales (*) (Nota 19)	-	-	-	-	173.997	241.201	173.997	241.201
Derivados (Nota 18)	-	-	-	-	17.280	13.403	17.280	13.403
Total	399.439	125.790	504.985	259.402	463.812	258.763	1.368.236	643.955

(*) En el epígrafe de "acreedores comerciales" del corto plazo se incluyen las cuentas a pagar con la Hacienda Pública por importe de 41.823 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (37.005 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).

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

Ejercicio 2016

	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	504.985	-	-	-	3.106.757	3.611.742
Deudas con entidades de crédito	399.439	525.299	141.742	121.742	868.524	2.056.746
Derivados (Nota 18)	17.280	11.612	11.637	10.352	69.368	120.249
Acreedores comerciales y otros	446.532	17.873	483	438	2.922	468.248
Total	1.368.236	554.784	153.862	132.532	4.047.571	6.256.985

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 18)	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

A 31 de diciembre de 2016, el Grupo tenía concedidas líneas de crédito por un importe de 2.067.816 miles de euros (2.180.054 miles de euros en 2015), siendo el importe no dispuesto de las mismas de 1.623.755 miles de euros (2.042.915 miles de euros en 2015) (véase Nota 11).

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 2016 para la deuda financiera neta del Grupo ha sido del 2,4% (2,7% en 2015). El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre ascendía a más del 80% siendo el periodo medio de vencimiento de la deuda a 31 de diciembre de 2016 de 6,3 años.

Los Administradores estiman que el valor razonable de las deudas con entidades de crédito y otras obligaciones a 31 de diciembre de 2016 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			
	2016		2015	
	25 pbs	-10 pbs	25 pbs	-10 pbs
Variación en el valor de la deuda	15.702	(6.281)	10.914	(4.366)

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	-	120.249	-	120.249
Total	-	120.249	-	120.249

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

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

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

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

Deudas con entidades de crédito

El movimiento de este epígrafe durante los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Ejercicio 2016

	Saldo al 31.12.2015	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2016
Deudas con entidades de crédito	1.884.109	1.690.646	(1.529.050)	11.041	2.056.746
Total	1.884.109	1.690.646	(1.529.050)	11.041	2.056.746

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

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2016 cabe destacar:

- La formalización por parte de Enagás Internacional, S.L.U. de una línea de crédito con la entidad vinculada Banco Santander, por importe máximo de 400.000 miles de dólares estadounidenses garantizada por Enagás S.A. y de vencimiento en 2018. A 31 de diciembre de 2016 el saldo dispuesto ascendía a 373.557 miles de euros (Véase Nota 28).
- 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 hizo efectiva la primera extensión prevista en el contrato hasta

2020 sobre un importe de 1.450.000 miles de euros. Durante el ejercicio 2016 se ha formalizado una extensión del vencimiento del total de la línea hasta diciembre de 2021. Además, Enagás, S.A. podrá solicitar la extensión por uno o dos años adicionales, sujeto a la aprobación de los prestamistas. No se han realizado disposiciones de esta financiación en 2016.

- Se han realizado disposiciones de la línea de crédito en dólares existente por importe de 1.317.089 miles de euros y amortizaciones por importe de 1.396.945 miles de euros, resultando a 31 de diciembre de 2016 un saldo dispuesto de 70.504 miles de euros.

Obligaciones y otros valores negociables

El movimiento de este epígrafe durante los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Ejercicio 2016

	Saldo al 31.12.2015	Altas	Devolución y amortizaciones	Otras variaciones (pagos de intereses, devengos de intereses y valoración)	Saldo al 31.12.2016
Obligaciones y otros valores negociables	2.582.802	2.506.500	(1.486.500)	8.940	3.611.742
Total	2.582.802	2.506.500	(1.486.500)	8.940	3.611.742

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

Entre los hechos más significativos del ejercicio 2016 cabe destacar:

- El 26 de abril de 2016 Enagás Financiaciones, S.A.U. llevó a cabo una emisión de bonos a 12 años por importe de 750.000 miles de euros con un cupón anual de 1,375%, garantizada por Enagás, S.A. Los fondos correspondientes a esta emisión fueron desembolsados el 5 de mayo de 2016.
- Con fecha 11 de mayo de 2016 la sociedad Enagás Financiaciones, S.A.U. renovó el programa Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 4.000.000 miles de euros que fue inscrito en la Bolsa de Luxemburgo en el año 2012, actuando la sociedad Enagás, S.A. como garante
- El 12 de mayo de 2016 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 2016 no hay saldo dispuesto por el programa (230.000 miles de euros a 31 de diciembre de 2015), habiéndose producido emisiones durante el ejercicio 2015 por importe nominal de 1.256.500 miles de euros y amortizaciones por importe de 1.486.500 miles de euros
- El 19 de octubre de 2016 Enagás Financiaciones, S.A.U. llevó a cabo una emisión de bonos a 10 años por importe de 500.000 miles de euros con un cupón anual de 0,75%, garantizada por Enagás, S.A. Los fondos correspondientes a esta emisión fueron desembolsados el 27 de octubre de 2016.

Derivados y Otros

- Dentro de “Débitos y partidas a pagar”, en la clase de Derivados y otros, se recogen los siguientes préstamos concedidos por la Secretaría General de la Energía,
 - Préstamo que forma parte de las ayudas previstas en el Programa Nacional de la Energía que concede el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del Plan Nacional de Investigación. 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 3.264 miles de euros, de los cuales 169 miles de euros se amortizaron en 2010 y 466 miles de euros se amortizaron de forma anual en los ejercicios 2011 a 2016. Al 31 de diciembre de 2016, 299 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.
 - Dentro del mismo Plan anteriormente indicado, el préstamo 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 entre 2012 y 2016 se amortizaron 128 miles de euros en cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2016, 71 miles de euros se encuentran a largo plazo y 128 miles de euros están registrados a corto plazo.
 - Finalmente, también dentro del mismo Plan mencionado anteriormente, el préstamo 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 tanto en 2015 como 2016 se han amortizado 497 miles euros. Al 31 de diciembre de 2016, 1.736 miles de euros se encuentran a largo plazo y 497 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.
- Tal y como se indica en las Nota 8, así como en la Nota 33, se incluye el importe de las garantías relativas al proyecto GSP, al considerar probable a cierre del ejercicio 2016 su ejecución a partir del supuesto de terminación por la no obtención del cierre financiero requerido en el contrato de concesión. A 31 de diciembre de 2016, se ha registrado un pasivo de 221.150 miles de euros, de los cuales 154.093 miles de euros corresponden a la garantía corporativa concedida sobre la deuda de la sociedad y 67.057 miles de euros a la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión. Ambas garantías han sido ejecutadas en Enero de 2017.
- 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 2016, el valor razonable de esta opción asciende a 17.200 miles de euros (16.700 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).
- Por último, tal y como se ha indicado anteriormente en la Nota 2.3, durante el presente ejercicio Enagás Chile Spa. ha adquirido un 40% de participación directa en la sociedad GNL Quintero, sociedad en la que ya ostentaba un 20,4% de participación indirecta, la cual era mantenida a través de la participación en Terminal de Valparaíso. En el marco de dichas transacciones se han concedido dos opciones, una

de compra, y una de venta, sobre distintos porcentajes de participación mantenidos, bien directa o bien indirectamente, sobre GNL Quintero, mostrando a continuación el detalle de las mismas:

- Opción de compra (“call option”) a Empresa Nacional del Petróleo S.A. (“ENAP”): Enagás Chile y ENAP llegaron a un acuerdo por el cual esta última no ejercería su derecho de adquisición preferente en el marco de las adquisiciones de las participaciones Endesa Chile, Spa. y Aproveionadora Global de Energía S.A. (“AGESA”), a cambio de disponer de una call option por el 15% de las acciones de GNL Quintero.

Dicha opción tiene un periodo de ejecución de dos años desde que se hizo efectiva la segunda de las adquisiciones anteriormente indicadas (véase Nota 2.3), siendo su precio de ejercicio igual al precio por acción al que Enagás Chile Spa. ha realizado sendas transacciones.

- Opción de venta (“put option”) a Sumhuram Energy Chile II Limitada (“OCC”): Enagás Chile ha concedido a OCC una put option por la totalidad de la participación mantenida por estos últimos en Terminal de Valparaíso, que asciende al 49%, y que supone un 19,6% de participación indirecta en GNL Quintero.

Su precio de ejercicio se ha fijado en el mismo precio por acción que el pagado en las adquisiciones de las participaciones de Endesa Chile y AGESA descritas anteriormente, ajustado por los dividendos distribuidos desde el momento de la firma. Adicionalmente, cuenta con la peculiaridad de que será ejecutable únicamente en el caso de que Enagás Chile disminuya su participación en GNL Quintero por debajo del 60,4%, considerando para tal porcentaje tanto la participación directa como la indirecta mantenida a través de Terminal de Valparaíso, y siendo ejercitable durante un periodo de aproximadamente 20 días desde que dicha situación se produzca.

No existiendo un plan o decisión adoptada para enajenar de forma directa o indirecta la participación mantenida en GNL Quintero, y siendo la finalidad el carácter permanente de la inversión, se ha considerado que ambas opciones se encuentran implícitamente relacionadas entre sí, en tanto en cuanto el Grupo Enagás en ningún caso desembolsaría por esta transacción un importe superior a la diferencia entre el importe que recibiría por el ejercicio de la call option por parte de ENAP y el importe a pagar que resultaría como consecuencia del ejercicio de la put option por parte de OCC. Por los motivos anteriormente expuestos, se han tratado dichas operaciones como si fuera una única, registrando por tanto un pasivo a 31 de diciembre de 2016 por importe de 39.059 millones de euros.

En este sentido, se ha reconocido dicha operación en el momento inicial en el Epígrafe de Reservas en el Patrimonio Neto del Balance Consolidado por el valor presente de la deuda en el momento de pago, por importe de 43.418 miles de dólares (39.059 miles de euros), así como un pasivo financiero en el momento de pago. Posteriormente cualquier cambio en el valor presente de la deuda anterior es reconocido en resultados. Así a 31 de diciembre de 2016, el valor presente de esta opción asciende a 41.345 miles de dólares (39.127 miles de euros), habiéndose registrado un ingreso financiero por importe de 2.073 miles de dólares (1.873 miles de dólares) en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada de 2016.

16. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2016 y 2015 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 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
Imputación a resultados	(950)	(2.156)	(1.225)	(4.331)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	3.801	8.621	33.786	46.208

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).

17. Política de gestión de riesgos y capital

17.1 Información cualitativa

El grupo Enagás está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante un modelo de control y gestión de riesgos, basado en el principio de debido control, 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. Este modelo permite adaptarse a la complejidad de su actividad empresarial en un entorno competitivo globalizado, en un contexto económico complejo, donde la materialización de un riesgo es más rápida y con un efecto contagio evidente.

El Modelo se basa en los siguientes aspectos:

- El establecimiento de un marco de inclinación al riesgo, que recoge los niveles de riesgo considerados como aceptables, y que son fijados de modo 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 expuesta 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, articulada en tres niveles de “defensa”.
- 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. Enagás ha establecido un marco normativo a través de la “Política de Control y Gestión de Riesgos” y de 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 principalmente 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:

- Consejo de Administración: responsable de la aprobación de la política de control y gestión de riesgos. Sus otras responsabilidades en materia de riesgos se encuentran delegadas en la Comisión de Auditoría y Cumplimiento.
- Comisión de Auditoría y Cumplimiento: cuyas principales funciones son supervisar la eficacia de los sistemas de control y gestión 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:

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 (véanse Notas 18 y 8). No obstante, se ha desarrollado una regulación por la que se establecen las normas de gestión de garantías del sistema gasista español y que establece la obligación a las comercializadoras de constituir garantías para: (i) contratación de capacidad en infraestructuras con acceso de terceros regulado e interconexiones internacionales, (ii) liquidación de desbalances y (iii) participación en el mercado organizado de gas.

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 Pérdidas y Ganancias Consolidada.

Dependiendo de las estimaciones del grupo Enagás y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos (véanse Notas 3.i, 15 y 18).

Riesgo de tipo de cambio

Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar a las posiciones de deuda denominada en moneda extranjera, a ciertos pagos por servicios y adquisición de bienes de equipo 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, 15 y 18).

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 2016 tiene un vencimiento medio de 6,3 años (Véase Nota 15).

Riesgo fiscal

El grupo Enagás está expuesto a posibles modificaciones de los marcos regulatorios fiscales y a incertidumbres por posibles diferencias interpretativas de la legislación tributaria vigente, con eventuales impactos negativos sobre sus resultados.

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 es posible garantizar que algún riesgo no esté identificado en el inventario de riesgos del grupo Enagás.

Adicionalmente, el proceso de internacionalización que el Grupo Enagás ha llevado a cabo en los últimos años implica que una parte de sus operaciones sea desarrollada por sociedades sobre las que no se ostenta control, las cuales desarrollan sus actividades bajo marcos normativos y dinámicas de negocio diferentes, pudiendo surgir potenciales riesgos asociados a la participación financiera.

17.2 Información cuantitativa

a) Riesgo de tipo de interés:

El porcentaje de deuda neta a tipo fijo a 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, ascendía a más del 80%.

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			
	2016		2015	
	25 pbs	-10 pbs	25 pbs	-10 pbs
Variación en gasto financiero	2.691	(1.077)	2.599	(1.040)

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 coronas suecas. La divisa que genera la mayor exposición a cambios en el tipo de cambio es el dólar estadounidense, dado que la financiación en yenes se encuentra cubierta mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase Nota 18).

La exposición del Grupo a variaciones en el tipo de cambio dólar estadounidense/euro viene determinada fundamentalmente, tal y como se recoge en la Nota 2.4, por el efecto de la conversión de Estados Financieros en moneda extranjera de las sociedades: Enagás Internacional, S.LU., 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., Tecgas, Inc. Gasoducto Villa de Reyes, S.A.P.I de C.V., Gasoducto Tuxpan, S.A.P.I de C.V., GNL Quintero, S.A. y Enagás Chile, Spa., 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.

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 2016, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

	Miles de euros			
	Apreciación / (Depreciación) del euro frente al dólar			
	2016		2015	
	5,00%	-5,00%	5,00%	-5,00%
Efecto en el resultado después de impuestos	1.166	(1.166)	971	(971)
Efecto en el patrimonio neto	(44.409)	49.084	33.969	(30.734)

17.3 Gestión del capital

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

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

A continuación se detalla el apalancamiento financiero a 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	2016	2015
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	2.056.746	1.884.109
Obligaciones y otros valores negociables (*)	3.590.925	2.573.658
Otros pasivos financieros (**)	226.486	3.887
Efectivo y equivalentes (Nota 11)	(785.454)	(224.628)
Deuda financiera neta	5.088.703	4.237.026
Fondos Propios	2.373.681	2.318.911
Ratio de apalancamiento	68,2%	64,6%

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

(**) Se incluye el importe de las garantías relativas al proyecto GSP (221.150 miles de euros) y los préstamos de la Secretaría General de Industria, Secretaría General de Energía y Omán Oil Company, S.A.O.C. (5.036 miles de euros).

Asimismo, la agencia de calificación crediticia Standard & Poor's ha mantenido el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. en "A-" con perspectiva estable a 31 de diciembre de 2016. Por su parte, la calificación de Enagás, S.A. para Fitch Ratings a 31 de diciembre de 2016, continúa en "A-" con perspectiva estable.

18. Instrumentos financieros derivados

El Grupo Enagás utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos a los que se encuentran expuestas sus actividades, operaciones y flujos de efectivo futuros.

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 2016 y 2015 de dichos derivados de cobertura es:

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)			
						31.12.2016		31.12.2015	
						Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	-	(681)	-	(3.023)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	100.000	Euros	mayo-2017	-	(217)	-	(413)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	diciembre-2019	-	(1.992)	-	(1.208)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	150.000	Euros	enero-2020	-	(1.270)	-	(863)
Swap tipo de interés	Cobertura de Flujos de Efectivo	Variable a fijo	65.000	Euros	marzo-2020	-	(986)	-	(542)
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	Euros	abril-2022	-	(102.684)	-	(98.812)
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	237.499	Euros	mayo-2028	-	(12.419)	-	-
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	16.670	-	8.686	-
Total			1.725.304			16.670	(120.249)	8.686	(104.861)

La variación del valor razonable de los instrumentos de cobertura de las sociedades que consolidan por el método de integración global durante el ejercicio 2016 ha sido la siguiente:

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado	Moneda	Vencimiento	31.12.2015	Ingresos y gastos imputados en el patrimonio neto		Transferencia a las cuentas de pérdidas y ganancias		Otras variaciones (*)	31.12.2016
							Operaciones de cobertura	Diferencias de conversión	Variaciones en el resultado	Riesgo de contraparte y otros		
Swap tipo de interés	Cobertura de flujo de efectivo	Variable a fijo	475.000	Euros	enero-2017	(3.023)	(278)	-	2.723	-	(103)	(681)
			100.000	Euros	mayo-2017	(413)	(124)	-	356	-	(36)	(217)
			150.000	Euros	diciembre-2019	(1.208)	(1.557)	-	1.376	(599)	(4)	(1.992)
			150.000	Euros	marzo-2020	(542)	(917)	-	567	-	(94)	(986)
			65.000	Euros	enero-2020	(863)	(743)	-	342	-	(6)	(1.270)
Cross Currency Swap	Cobertura de valor razonable	Fijo a Variable	147.514	Euros	septiembre-2039	8.686	-	-	(3.690)	11.674	16.670	
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	400.291	Euros	abril-2022	(98.812)	11.643	(24.908)	10.748	(1.355)	-	(102.684)
Cross Currency Swap	Cobertura de inversión neta	Fijo a fijo	237.499	Euros	mayo-2028	-	(5.420)	(9.910)	2.911	-	-	(12.419)
Total			1.725.304			(96.175)	2.604	(34.818)	19.023	(5.644)	11.431	(103.579)

(*) 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 2016 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo descritos anteriormente (swap tipo de interés) ascendió a 4.765 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	2017	2018	2019 y siguientes
475.000	Euros	enero-2017	(681)	(681)	-	-
100.000	Euros	mayo-2017	(217)	(217)	-	-
150.000	Euros	diciembre-2019	(1.992)	(656)	(656)	(680)
65.000	Euros	marzo-2020	(986)	(301)	(301)	(384)
150.000	Euros	enero-2020	(1.270)	(414)	(414)	(442)
940.000			(5.146)	(2.269)	(1.371)	(1.506)

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 cubre 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 147.514 miles de euros y pagó 20.000 millones de JPY, dicho elemento se registra a valor razonable con cambios en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias 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 Pérdidas y Ganancias Consolidada.

Las variaciones en el valor razonable experimentadas por el instrumento de cobertura así como las variaciones de valor del instrumento cubierto, se muestran en el siguiente detalle:

Miles de euros	Valor razonable 31.12.2015	Valor razonable 31.12.2016	Variación (Cuenta Resultados)
Valoración del derivado (+activo/-pasivo)	8.686	16.670	7.984
Valoración del instrumento cubierto (pasivo)	(156.658)	(168.332)	(11.674)
Total importe neto reconocido en Resultados (gasto)			(3.690)

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). Adicionalmente, el 10 de mayo de 2016, Enagás Internacional contrató un nuevo cross currency swap (CCS), con fecha inicio el 12 de mayo de 2016 y fecha de vencimiento el 5 de mayo de 2028. A nivel consolidado, estos derivados han sido designados como coberturas 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.

Las características principales de estos dos instrumentos financieros son las siguientes:

Denominación	Contratación	Importe contratado Euros	Importe contratado USD	Tipo	Inicio	Vencimiento
Cross Currency Swap	abril-2014	400.291	550.000	Fijo a fijo	abril-2014	abril-2022
Cross Currency Swap	mayo-2016	237.499	270.000	Fijo a fijo	mayo-2016	mayo-2028
Total		637.790	820.000			

De este modo, las inversiones consideradas como elementos cubiertos en las mencionadas relaciones de cobertura, son las siguientes:

Proyecto	Inversión cubierta en USD
GNL Quintero, S.A.	179.989
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	52.423
TgP	572.793
GSP	14.795
Total	820.000

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 Pérdidas y Ganancias 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 gasto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada por importe de 1.355 miles de euros.

El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2016 es de 115.103 miles de euros (98.812 miles de euros en 2015), de los cuales 15.013 miles de euros (9.624 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) se encuentran registrados a corto plazo en la categoría de derivados incluidos en el epígrafe “Pasivos financieros corrientes”.

19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle del epígrafe “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” a 31 de diciembre de 2016 y de 2015 es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
Deudas con empresas vinculadas (Véase Nota 28)	2.736	2.439
Resto de proveedores	127.067	181.156
Otros acreedores	2.371	20.600
Pasivo por impuesto corriente (ver Nota 21)	41.823	37.006
Total	173.997	241.201

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 importe de 2.333 miles de euros y a la adquisición de gas de operación por parte de Enagás GTS a Mibgas por importe de 403 miles de euros.

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.

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

	2016	2015
	Días	Días
Ratio de las operaciones pagadas	38	38
Ratio de las operaciones pendientes de pago	39	50
Periodo medio de pago a proveedores (PMPP)	38	39
	Importe (Miles de euros)	Importe (Miles de euros)
Total de pagos realizados	483.326	523.906
Total de pagos pendientes	26.037	39.688

Conforme a la Resolución del ICAC, para el cálculo del periodo 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 2016 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 (60 días para el ejercicio 2015); 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.

20. Planes de aportación definida

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

Las aportaciones realizadas por el Grupo al Plan de Pensiones por este concepto han ascendido a 2.348 miles de euros en el ejercicio 2016 (2.304 miles de euros en el ejercicio 2015), que se encuentran registrados en el epígrafe “Gastos de Personal” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta.

21. Situación fiscal

21.1 Marco fiscal aplicable

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 redujo el tipo impositivo del Impuesto sobre Sociedades del 30% aplicable hasta el ejercicio 2014 al 28% en 2015 y al 25% en el 2016.

21.2 Declaración fiscal

Desde el 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 Título VII Capítulo VI de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, siendo las sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2016:

- Enagás Transporte, S.A.U.
- Enagás GTS, S.A.U.
- Enagás Internacional, S.L.U.
- Enagás Financiaciones, S.A.U.
- Compañía Transportista de Gas Canarias S.A.
- Enagas Emprende S.L.U.

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.

21.3 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

Los saldos deudores y acreedores con Administraciones Públicas, a 31 de diciembre de 2016, son los siguientes:

	Miles de Euros	
	2016	2015
Saldos Deudores:		
Impuesto sobre el Valor Añadido	24.160	29.415
Impuesto sobre las ganancias	448	162
Total	24.608	29.577
Saldos Acreedores:		
Impuesto sobre las ganancias	10.118	6.293
Impuesto sobre el Valor Añadido	-	285
Hacienda Pública acreedora por retenciones y otros	31.705	30.428
Total	41.823	37.006

En el ejercicio 2016, se han pagado 110.979 miles de euros (142.190 miles de euros en el ejercicio 2015) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades 2016, correspondiendo 105.500 miles de euros al Grupo Consolidado Fiscal (136.462 miles de euros en el ejercicio 2015), quedando una cuota pendiente de ingresar de 6.418 miles de euros (1.082 miles de euros pendientes de ingresar a cierre del ejercicio 2015).

El importe pendiente a pagar por este concepto a 31 de diciembre de 2016 correspondiente a sociedades no pertenecientes al Grupo de Consolidación Fiscal asciende a 3.700 miles de euros (5.211 miles de euros en el ejercicio 2015).

21.4 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:

	2016			2015		
	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	526.252	12.073	538.325	527.978	29.290	557.268
Ajustes de consolidación	(34.058)	(11.176)	(45.234)	(14.166)	(31.043)	(45.209)
Diferencias permanentes de las sociedades individuales (Cuenta de Pérdidas y Ganancias)						
Aumentos	3.420	463	3.883	2.167	29	2.196
Disminuciones	(479)		(479)	(261)	(6)	(267)
Diferencias temporales de las sociedades individuales (Cuenta de Pérdidas y Ganancias)						
Aumentos	67.645	167	67.812	67.106	152	67.258
Disminuciones	(78.969)	(62)	(79.031)	(39.621)	(36)	(39.657)
Base Imponible	483.811	1.465	485.276	543.203	(1.614)	541.589

En relación con las sociedades extranjeras, la base imponible por importe de 1.465 miles de euros corresponde a las sociedades Enagás Perú, S.A.C., Enagás Chile, S.P.A. y Enagás México, S.A. de C.V., cuyo tipo impositivo es el 28%, 24% y 30%, respectivamente.

21.5 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada, en los ejercicios 2016 y 2015 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

	2016			2015		
	Miles de euros			Miles de euros		
Ingresos y Gastos imputados en Patrimonio neto	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Efecto impositivo coberturas de flujos de efectivo	3.704	(1.556)	2.148	4.659	(77)	4.582
Transferencias a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Aumentos	Disminuciones	Total	Aumentos	Disminuciones	Total
Efecto impositivo coberturas de flujos de efectivo	-	(6.915)	(6.915)	-	(3.715)	(3.715)
Total impuesto reconocido en Patrimonio Neto	3.704	(8.471)	(4.767)	4.659	(3.792)	867

21.6 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:

	2016			2015		
	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total	Sociedades Españolas	Sociedades Extranjeras	Total
Resultado contable antes de impuestos	526.252	12.073	538.325	527.978	29.290	557.268
Diferencias permanentes y ajustes de consolidación	(31.117)	(10.712)	(41.829)	(12.260)	(31.020)	(43.280)
Cuota	126.461	300	126.761	144.401	(512)	143.889
Efecto de las deducciones	(2.423)	-	(2.423)	(1.320)	-	(1.320)
Efecto de las Bases Imponibles Negativas generadas no activadas en el ejercicio	-	99	99	-	103	103
Efecto por diferentes tipos impositivos	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios	455	-	455	(587)	-	(587)
Otros	(4.735)	-	(4.735)	1.502	-	1.502
Impuesto sobre sociedades del ejercicio	119.758	399	120.157	143.996	(409)	143.587

21.7 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

	2016	2015
Impuesto corriente:		
Por operaciones continuadas	(131.027)	(155.717)
Por operaciones interrumpidas	-	-
Impuesto diferido:		
Por operaciones continuadas	11.325	11.543
Por operaciones interrumpidas	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:		
Por operaciones continuadas	(455)	587
Por operaciones interrumpidas	-	-
Total gasto por impuesto	(120.157)	(143.587)

Como tipos impositivos para la determinación del impuesto sobre sociedades se ha empleado el 25% (28% en el ejercicio 2015) para todas las sociedades españolas, salvo para las que tributan bajo normativa Foral (Vizcaya) que aplican el 28%. Para el caso de las Enagás Perú, S.A.C., Enagás Chile, S.P.A. y Enagás México, S.A. de C.V., se ha aplicado el 28%, 24% y el 30%, respectivamente.

21.8 Activos y Pasivos por impuesto diferido

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2016 y 2015 son los siguientes

	2016	2015
Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):		
Subvenciones de capital y otras	1.388	1.493
Limite deducción amortización R.D.L. 16/2012	34.119	38.553
Provisión por retribuciones al personal	5.678	4.253
Provisión inmovilizado	3.906	5.078
Provisiones litigios y otros	11.235	9.541
Derivados	931	1.357
Bases imponibles negativas	5.509	5.449
Deducciones pendientes y otros	6.824	7.711
Total activos por impuesto diferido	69.590	73.435
Pasivos por impuesto diferido:		
Libertad de amortización	282.683	296.487
Derivados	5.882	1.004
Otros	8.906	8.568
Total pasivos por impuesto diferido	297.471	306.059

El movimiento durante el ejercicio 2016 ha sido el siguiente:

	Valor Inicial 31.12.2015	Reconocido en pérdidas y ganancias	Reconocido en patrimonio	Otros	Valor final a 31.12.16		
					Valor Neto	Activos por imp. Diferido	Pasivos por imp. Diferido
Subvenciones de capital y otras	1.493	(105)	-	-	1.388	1.388	-
Limite deducción amortización R.D.L. 16/2012	38.553	(4.184)	-	(250)	34.119	34.119	-
Provisión por retribuciones al personal	4.253	1.426	-	(1)	5.678	5.678	-
Provisión inmovilizado	5.078	(1.172)	-	-	3.906	3.906	-
Provisiones litigios y otros	9.541	1.474	-	220	11.235	11.235	-
Derivados	1.357	(365)	110	(171)	931	931	-
Libertad de amortización	(296.487)	13.804	-	-	(282.683)	-	282.683
Derivados	(1.004)	-	(4.878)	-	(5.882)	-	5.882
Otros	(8.568)	(338)	-	-	(8.906)	-	8.906
Bases imponibles negativas	5.449	60	-	-	5.509	5.509	-
Deducciones pendientes y otros	7.711	(887)	-	-	6.824	6.824	-
Total	(232.624)	9.712	(4.768)	(202)	(227.881)	69.590	297.471

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.

El principal activo por impuesto diferido, deriva de la aplicación del artículo 7 de 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”, en el cual se introdujo la limitación a las amortizaciones fiscalmente deducibles en el Impuesto sobre Sociedades para los ejercicios 2013 y 2014. 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. En 2016 el impuesto diferido aplicado por este concepto asciende a 4.434 miles de euros (4.798 miles de euros en el ejercicio 2015).

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 2016 asciende a 887 miles de euros (342 miles de euros en el ejercicio 2015).

En relación con lo dispuesto en la Nota 29.1 del Plan de Incentivo a Largo Plazo, y de acuerdo con el artículo 14 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, los gastos de personal registrados en este ejercicio, serán deducibles en el momento en que se produzca la entrega o el pago de los mismos, por lo que en 2016 dichos gastos serán no deducibles, lo que ha originado un activo por impuesto diferido por importe de 1.166 miles de euros.

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

El principal pasivo por impuesto diferido, deriva de la aplicación de la libertad de amortización fiscal de determinados activos realizada durante los ejercicios 2009-2014, según lo establecido en la Ley 4/2008, de 23 de diciembre y el Real Decreto-Ley 13/2010 de 3 de diciembre. Durante el ejercicio 2016, ha revertido un impuesto diferido por este concepto por importe de 13.804 miles de euros (15.494 miles de euros en el ejercicio 2015), mediante el correspondiente ajuste positivo en la base imponible de 55.215 miles de euros (55.336 miles de euros en el ejercicio 2015).

21.9 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. No obstante, dicho plazo puede variar en el caso de sociedades integrantes del Grupo sometidas a otras normativas fiscales.

Al cierre del ejercicio 2016 el Grupo Enagás tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2012 a 2016 para los impuestos que le son aplicables, excepto el Impuesto sobre Sociedades que están pendientes de inspección para los ejercicios 2011 a 2016.

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.

22. Ingresos

El desglose de los ingresos del Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de Euros	31.12.2016	31.12.2015
Importe neto de la cifra de negocios	1.187.994	1.196.366
Ingresos por actividades reguladas	1.146.977	1.159.494
Ingresos por actividades no reguladas	41.017	36.872
Otros Ingresos	29.522	25.233
Ingresos accesorios y de gestión corriente	29.251	25.078
Subvenciones	271	155
Total	1.217.516	1.221.599

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	31.12.2016	31.12.2015
Actividades reguladas:	1.146.977	1.159.494
Enagás Transporte, S.A.U.	1.095.013	1.117.117
Enagás GTS, S.A.U.	23.958	12.012
Enagás Transporte del Norte, S.L.	28.006	30.365
Actividades no reguladas:	41.017	36.872
Enagás, S.A.	4.202	2.158
Enagás Transporte, S.A.U.	32.287	32.128
Enagás México	649	-
Enagás Perú	1.841	-
Enagás Internacional, S.L.U.	2.038	2.586
Total	1.187.994	1.196.366

23. Gastos

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

	Miles de Euros	
	31.12.2016	31.12.2015
Gastos de personal	108.754	96.301
Otros gastos de explotación	226.271	224.948
Total	335.025	321.249

23.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2016	31.12.2015
Sueldos y salarios	84.579	73.816
Indemnizaciones	2.116	3.404
Seguridad Social	18.091	16.570
Otros gastos de personal	8.402	7.654
Aportaciones a fondos de pensiones externos (Véase Nota 20)	2.348	2.304
Trabajos para el inmovilizado	(6.782)	(7.447)
Total	108.754	96.301

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 6.782 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 y 7.447 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (véase Nota 6).

Dentro del epígrafe de “sueldos y salarios” el Grupo registra, en relación al Plan de Incentivo a Largo Plazo aprobado el 18 de marzo de 2016, la parte liquidable mediante acciones de Enagás, S.A., la cual está considerada como una transacción con pago basado en acciones y liquidable en instrumentos de patrimonio según NIIF 2. De acuerdo con ello, el valor razonable de los servicios recibidos, como contraprestación de los instrumentos de patrimonio concedidos, incluido bajo este epígrafe asciende a un importe de 1.959 miles de euros a 31 de diciembre de 2016. Adicionalmente, el Grupo Enagás ha registrado con abono al epígrafe “Provisiones” del pasivo no corriente del balance consolidado al 31 de diciembre de 2016, la prestación de servicios correspondiente la parte del incentivo pagadera en metálico como un gasto de personal por un importe de 800 miles de euros. Adicionalmente, se registra en este epígrafe el gasto de personal derivado del programa de bono trienal de contribución a resultados dirigido al resto de la plantilla del Grupo.

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

Categorías	2016	2015
Directivos	121	99
Técnicos	703	660
Administrativos	128	125
Operarios	391	390
Total	1.343	1.274

A 31 de diciembre de 2016 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.337 empleados (1.337 empleados en 2015) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2016		2015	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	94	31	85	29
Técnicos	482	219	493	210
Administrativos	21	102	26	105
Operarios	373	15	375	14
Total	970	367	979	358

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

Asimismo, el número medio de personas empleadas en 2016 y 2015 por las sociedades comprendidas en el Grupo con discapacidad mayor o igual del 33% según categorías, es el siguiente:

Categorías	2016	2015
Directivos	-	-
Técnicos	4	3
Administrativos	2	2
Operarios	4	3
Total	10	8

23.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	miles de euros	
	31.12.2016	31.12.2015
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	780	472
Arrendamientos y cánones	44.361	44.250
Reparación y conservación	52.760	42.335
Servicios profesionales independientes	30.139	29.173
Transportes	26.196	27.576
Primas de seguros	6.302	6.418
Servicios bancarios y similares	267	340
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	4.706	3.922
Suministros	19.045	20.224
Otros servicios	19.315	18.728
Servicios exteriores	203.871	193.438
Tributos	13.929	20.758
Otros gastos de gestión corriente	170	117
Otros Gastos Externos	9.063	10.207
Variación de las provisiones de tráfico	(762)	428
Total Otros Gastos de Explotación	226.271	224.948

23.3 Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por la auditoría de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. Durante el ejercicio 2016, los honorarios relativos a los servicios de auditoría de cuentas y a otros servicios prestados por el auditor del Grupo, Ernst & Young, S.L. (Deloitte, S.L., durante el ejercicio 2015), o por una empresa del mismo grupo o vinculada con el auditor han sido los siguientes:

Categorías	2016		2015	
	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo	Servicios prestados por el auditor de cuentas y por empresas vinculadas	Servicios prestados por otros auditores del Grupo
Servicios de auditoría (1)	712	89	540	49
Otros servicios de verificación (2)	239	-	737	-
Total servicios de auditoría y relacionados	951	89	1.277	49
Otros servicios prestados (3)	140	-	-	-
Total otros servicios profesionales	140	-	59	-
Total Servicios profesionales (4)	1.091	89	1.336	49

(1) **Servicios de Auditoría:** Dentro de este apartado, se incluyen los servicios prestados durante el 2016, por el auditor de cuentas para la realización de las auditorías estatutarias de las Cuentas anuales del Grupo y los trabajos de revisión limitada de los Estados Financieros Consolidados Intermedios y Trimestrales así como la Certificación del Sistema de Control de la Información Financiera (SCIIF). A efectos comparativos, se ha reclasificado como servicios de auditoría la cifra de honorarios del SCIIF correspondiente al ejercicio 2015.

(2) **Otros servicios de verificación relacionados con auditoría:** De acuerdo con lo establecido en la Ley 22/2015 de Auditoría de Cuentas, que entró en vigor el 17 de junio de 2016, se han incluido en este capítulo los trabajos relacionados con el Informe Anual de Gobierno Corporativo, la revisión de la información no financiera incluida en el Informe Anual de 2016, así como los Informes de auditoría para la emisión de las Comfort letter. Durante el 2016, el resto de servicios prestados han sido clasificados dentro del epígrafe "Otros servicios profesionales".

(3) **Otros servicios profesionales prestados:** Bajo este epígrafe se agrupan otros servicios profesionales prestados por el auditor, calificados como servicios permitidos de acuerdo con la Ley 22/2015.

(4) La ley 22/2015 de Auditoría de Cuentas determina que los servicios distintos a los de la auditoría prestados por el auditor de cuentas, durante tres años consecutivos, deben ser inferiores al 70% de la media de los honorarios pagados por servicios de auditoría. En este sentido, el importe de los servicios distintos a los de auditoría prestados por el auditor de cuentas sobre los honorarios facturados por servicios de auditoría EY representa un 53% (47% para el grupo).

24. Resultado financiero neto

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

	31.12.2016	31.12.2015
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	7.458	6.884
Ingresos de terceros	6.799	7.913
Ingresos financieros	14.257	14.797
Gastos financieros y gastos asimilados	(14.873)	(298)
Intereses de préstamos	(106.773)	(113.445)
Intereses intercalarios	2.876	4.177
Otros	(2.373)	1.119
Gastos financieros	(121.143)	(108.447)
Resultado instrumentos de cobertura	(5.644)	2.090
Diferencias de cambio	(867)	630
Resultado financiero neto	(113.397)	(90.930)

Dentro del epígrafe “gastos financieros y gastos asimilados” se incluyen 13.285 miles de euros del gasto derivado del efecto de descuento financiero del crédito registrado por la recuperación en un plazo máximo de tres años de las garantías prestadas por la Sociedad en favor de GSP (véase Nota 8) .

El Grupo ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 2.876 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 y 4.177 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (véase Nota 6).

25. Segmentos de negocio y geográficos

25.1 Criterios de segmentación

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

25.2 Segmentos según información geográfica.

La 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 Pérdidas y Ganancias 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 2016 y 2015 distribuida por mercados geográficos es la siguiente:

Resultado neto	31.12.2016	31.12.2015
Europa	406.933	375.103
América del Sur	10.652	37.559
América del Norte	(363)	-
Total	417.222	412.662

25.3 Segmentos principales de negocio

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

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

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

b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema

El Grupo Enagás como Gestor Técnico del Sistema, continuó durante el año 2016 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".

c) Actividades no reguladas

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

25.4 Bases y metodología de la información por segmentos de negocio

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

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

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

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Miles de euros									
	Infraestructuras		Gestión Técnica Sistema		Actividades No-Reguladas		Ajustes (*)		Total Grupo	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Ingresos de explotación	1.182.582	1.199.414	25.638	13.755	81.371	92.392	(72.075)	(83.962)	1.217.516	1.221.599
Dotaciones para la amortización del inmovilizado	(251.054)	(267.687)	(9.688)	(9.347)	(10.919)	(12.993)	145	240	(271.516)	(289.787)
Resultado de Explotación	650.303	657.869	(827)	(13.132)	(38.291)	(41.945)	(669)	(829)	610.516	601.963
Ingresos Financieros	1.937	7.037	10	-	432.821	444.190	(420.511)	(436.430)	14.257	14.797
Gastos Financieros	(53.321)	(9.785)	(97)	(56)	(118.237)	(98.618)	50.512	12	(121.143)	(108.447)
Impuesto sobre beneficios	(148.823)	(168.370)	234	3.691	28.267	20.860	165	232	(120.157)	(143.587)
Resultado después de Impuestos	468.270	440.115	(677)	(9.497)	320.133	365.864	(370.504)	(383.820)	417.222	412.662

BALANCE DE SITUACIÓN	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
	Total Activo	6.887.426	6.289.484	59.092	41.188	8.105.135	6.331.336	(5.803.686)	(4.910.090)	9.247.967
Adquisiciones de Inmovilizado	71.584	120.769	8.993	8.169	9.789	9.489	(814)	(11.652)	89.552	126.775
Pasivos no corrientes (**)	505.255	510.300	555	15	22.439	13.237	(203)	70	528.046	523.622
-Pasivos por impuesto diferido	289.801	303.539	-	-	7.873	2.520	(203)	-	297.471	306.059
-Provisiones	169.246	156.292	555	15	14.566	10.717	-	-	184.367	167.024
-Otros pasivos no corrientes	46.208	50.469	-	-	-	-	-	70	46.208	50.539
Pasivos corrientes (**)	94.623	154.835	31.853	33.919	51.424	63.827	(3.903)	(11.380)	173.997	241.201
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	94.623	154.835	31.853	33.919	51.424	63.827	(3.903)	(11.380)	173.997	241.201

(*) 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.

26. Información sobre medio ambiente

Las actividades de protección del entorno y la biodiversidad, la eficiencia energética, la reducción de emisiones y el consumo responsable de recursos, son elementos esenciales de la gestión ambiental del Grupo 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 almacenamientos subterráneos de Serrablo, Gaviota y Yela, las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos.

Adicionalmente, como esfuerzo por mejorar en la transparencia de datos y en el compromiso con el Medio Ambiente las Plantas de Regasificación de Barcelona y Huelva están certificadas conforme al Reglamento Europeo EMAS.

En el año 2016, 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.

El Grupo 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 2016, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 11.084 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación Consolidado (29.440 miles de euros en ejercicio 2015). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por el Grupo han ascendido en el ejercicio 2016 a 1.853 miles de euros (1.468 miles de euros en el ejercicio 2015) registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación".

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

27. Derechos de emisión de gases de efecto invernadero

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

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

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

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

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 período 2013 a 2020, correspondiendo 90.224 al año 2016 y 115.588 al año 2015. Asimismo se han ingresado adicionalmente 18.635 derechos correspondientes a regularizaciones pendientes de años anteriores aprobados por la Oficina Española de Cambio Climático.

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2016 y 2015, fueron valorados a 8,04 euros/derecho y 6,96 euros/derecho respectivamente, precio spot del primer día hábil del año 2016 y 2015 del RWE Trading GMBH, lo que supone unas altas del ejercicio de 639 miles de euros (616 miles de euros en el ejercicio 2015).

El Grupo Enagás ha consumido 133.878 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2016 y 130.878 derechos consumidos durante el ejercicio 2015.

Durante el primer trimestre de 2016, el Grupo Enagás ha presentado los informes de emisiones verificados por la entidad acreditada (AENOR) a las Comunidades Autónomas correspondientes las cuales han validado dichas emisiones.

Durante el segundo trimestre de 2016, el Grupo Enagás entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2015 para todas las instalaciones referidas.

El Grupo Enagás durante el ejercicio 2016, no ha procedido a negociar ningún contrato a futuro relativo a derechos de emisión de gases de efecto invernadero, ni existen contingencias relacionadas con sanciones o medidas de carácter provisional en los términos que establece la Ley 1/2005.

28. Operaciones y saldos con partes vinculadas

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 16.321 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (6.744 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) (Véase Nota 10).
- Cuentas a pagar por importe de 2.736 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (2.439 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) (Véase Nota 19).
- Créditos empresas del grupo por importe de 293.929 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (168.090 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) (Véase Nota 8).
- Cuentas por cobrar a largo plazo con GSP por importe de 207.865 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (Véase Nota 8).

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2016 y 2015, 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 2016

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2016				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	-	-	-	3.853	3.853
Recepción de servicios	-	-	34.449	234	34.683
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros gastos	-	1.632	-	-	1.632
Total Gastos	-	1.632	34.449	4.087	40.168
Ingresos:					
Ingresos financieros	-	-	7.342	-	7.342
Prestación de servicios	-	-	14.259	-	14.259
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	14	-	14
Otros ingresos	-	-	3.106	-	3.106
Total Ingresos	-	-	24.721	-	24.721

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

Ejercicio 2016

Otras transacciones	Miles de Euros			
	31-12-2016			
	Accionistas Significativos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas (véase Nota 31)	-	24.779	-	24.779
Garantías y avales otorgados - Otros (véase Nota 31)	-	9.464	144.175	153.639
Compromisos de inversión (véase Nota 31)	-	218.289	-	218.289
Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.970	-	-	30.970

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 31)	-	163.880	-	163.880
Garantías y avales otorgados - Otros (véase Nota 31)	-	89.711	148.768	238.479
Compromisos de inversión (véase Nota 31)	-	250.220	-	250.220
Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.051	-	-	30.051

Desde el ejercicio 2015, 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 3.853 miles de euros de gastos financieros durante el ejercicio 2016 (3.215 miles de euros durante el ejercicio 2015), incluyendo los gastos financieros derivados de los contratos de coberturas de tipo de interés, y 144.175 miles de euros de garantías y avales otorgados al 31 de diciembre de 2016 (148.768 miles de euros al 31 de diciembre de 2015).

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

- El Grupo Enagás mantiene como financiación un club deal multdivisa del que no se ha realizado disposición a 31 de diciembre de 2016 (véase Nota 15). En esta operación, la entidad vinculada actúa como garante y representa un 9,63% del total de bancos participantes en esta fuente de financiación.
- En la emisión del bono por parte de Enagás Financiaciones, S.A.U. en mayo de 2016 esta entidad vinculada ha tenido una participación como “passive bookrunner”. Adicionalmente, en la emisión del bono realizada el 19 de octubre de 2016 por parte de Enagás Financiaciones, esta entidad vinculada tuvo participación como “passive bookrunner” (véase Nota 15).
- Durante el ejercicio 2016, Enagás Internacional, S.L.U. ha formalizado una línea de crédito con esta entidad vinculada, por importe máximo de 400.000 miles de dólares estadounidenses y vencimiento en 2018. Dicha deuda está garantizada por Enagás, S.A. A 31 de diciembre de 2016 el saldo dispuesto ascendía a 373.557 miles de euros (véase Nota 15).

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.

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

Las retribuciones percibidas durante los ejercicios 2016 y 2015 por los miembros del Consejo de Administración y la alta dirección de Enagás, S.A., clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

Ejercicio 2016

	Sueldos	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros
Consejo de Administración	2.121	1.630	206	-	111
Alta Dirección	2.738	-	137	62	61
Total	4.859	1.630	343	62	172

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

Las remuneraciones de los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al Consejo y las correspondientes al Presidente y al Consejero Delegado por el ejercicio de sus funciones ejecutivas durante el ejercicio 2016 han sido las aprobadas en detalle por la Junta General de Accionistas celebrada el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018" a su vez aprobada como punto 7º del Orden del día.

Los dos Consejeros ejecutivos son beneficiarios del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta General el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día. Por la Junta se asignó a los mismos un total de 97.455 performance shares o derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

Los miembros de la Alta Dirección (miembros del Comité de Dirección) son igualmente beneficiarios del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta general el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día. En los términos aprobados por la Junta, el Consejo de Administración ha asignado a los mismos en conjunto un total de 95.102 performance shares o derechos sobre acciones y un incentivo objetivo en metálico por importe de 800 miles de euros. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones ni percepción de cantidad alguna hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

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 2016 corresponden a los Consejeros Ejecutivos 291 miles de euros y a la Alta Dirección 277 miles de euros.

El incremento producido en el concepto "primas de seguros" se debe exclusivamente a un mayor coste por la pérdida o reducción en este ejercicio de la "participación en beneficios" compartido con entidades aseguradoras sin que se haya producido incremento de la prima, ni ampliación de las coberturas significativas. Este incremento supone, a su vez, un incremento en las retenciones a cuenta de retribuciones en especie que se incluyen en "otros conceptos", sin que dichas retribuciones en especie hayan experimentado incrementos significativos.

Las retribuciones mencionadas distribuidas por cada uno de los miembros del Consejo de Administración, durante los ejercicios 2016 y 2015, sin tener en cuenta la prima de seguros, han sido las siguientes:

CONSEJEROS	Miles de euros	
	2016	2015
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) ¹	1.839	1.749
D. Marcelino Oreja Arburúa ²	693	561
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	127	76
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani ³	-	11
D. Jesús David Álvarez Mezquiriz (Consejero Independiente) ³	-	20
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente) ⁴	126	76
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente) ⁴	142	81
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo) ⁴	126	76
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega (Consejero dominical) ⁴	126	76
D ^a Rosa Rodríguez Díaz (Consejera Independiente) ⁴	127	76
D ^a Ana Palacio Vallelersundi (Consejera Independiente) ⁴	133	80
D ^a Isabel Tocino Biscalorasaga (Consejera Independiente) ⁴	139	81
D. Antonio Hernández Mancha (Consejero independiente) ⁴	126	76
D. Luis Valero Artola (Consejero independiente) ⁴	127	76
D. Gonzalo Solana González (Consejero independiente) ⁴	127	76
Total	3.958	3.191

¹ La retribución del Presidente Ejecutivo para el ejercicio 2016 fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2016". Durante el ejercicio 2016, el Presidente Ejecutivo percibió una retribución fija de 980 miles de euros y una retribución variable de 572 miles de euros; asimismo, percibió remuneración por pertenencia al Consejo por importe de 102 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 185 miles de euros (las variaciones en la retribución en especie respecto de ejercicios anteriores se debe exclusivamente a diferencias de valoración en dicha retribución sin que haya percibido remuneración en especie por nuevos conceptos), sumando todo ello 1.839 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 109 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 201 miles de euros. El Presidente ejecutivo es beneficiario del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta general el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día, y por la Junta se le asignaron un total de 69.711 performance shares o derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

² La retribución del Consejero Delegado para el ejercicio 2016 fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2016". Durante el ejercicio 2016 percibió una retribución fija de 390 miles de euros y una retribución variable de 179 miles de euros; asimismo, percibió remuneración por pertenencia al Consejo de Administración por importe de 102 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 22 miles de euros (las variaciones en la retribución en especie respecto de ejercicios anteriores se debe exclusivamente a diferencias de valoración en dicha retribución sin que haya percibido remuneración en especie por nuevos conceptos), sumando todo ello 693 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 1,5 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 90 miles de euros. El Consejero delegado es beneficiario del Incentivo a largo plazo 2016-2018 aprobado por la Junta general el 18 de marzo de 2016 como punto 8º de su Orden del día, y por la Junta se le asignaron un total de 27.744 performance shares o derechos sobre acciones. Dichos derechos no suponen de momento adquisición de acciones hasta la terminación del programa y el incentivo final dependerá del grado de consecución de los objetivos del programa.

³ Ambos Consejeros causaron baja en 2016.

⁴ La retribución de estos Consejeros por su pertenencia al Consejo y a sus Comisiones fue aprobada en detalle por la Junta General de Accionistas el 18 de marzo de 2016 como parte de la "Política de remuneraciones de los Consejeros para los ejercicios 2016, 2017 y 2018".

29.1 Pagos basados en acciones

El 18 de marzo de 2016 la Junta General de Accionistas de Enagás, S.A. aprobó el Plan de Incentivo a Largo Plazo ("ILP"), dirigido a los consejeros ejecutivos y a los miembros del equipo directivo de la Sociedad y de su grupo de sociedades, con el objetivo de alcanzar su grado máximo de motivación y fidelización, así como promover los buenos resultados del Grupo Enagás, alineando sus intereses con el valor a largo plazo de los accionistas.

El Plan consiste en un incentivo extraordinario, plurianual y mixto, que permitirá a los beneficiarios del mismo percibir, transcurrido un determinado periodo de tiempo, un incentivo pagadero (i) en acciones de Enagás, S.A. y (ii) en metálico, siempre que se cumplan unos determinados objetivos estratégicos del Grupo Enagás.

En cuanto a la parte a abonar en acciones, el número total máximo a entregar será de 307.643 acciones, y todas las acciones a entregar en ejecución del Plan procederán de la autocartera de la Sociedad. Asimismo, los beneficiarios del Plan no tienen garantizado ningún valor mínimo de las acciones asignadas. Respecto del incentivo en metálico, el Plan prevé una estimación de pago de un máximo de aproximadamente 2,5 millones de euros para el caso de un supuesto de cumplimiento máximo de los objetivos considerados al 100%.

Este Plan va dirigido a personas que, por su nivel de responsabilidad o por su posición en el Grupo Enagás, contribuyen de una manera decisiva a la consecución de los objetivos de la Sociedad. El Plan tiene designados inicialmente 43 beneficiarios, sin perjuicio de la posibilidad de que por nuevas incorporaciones o por movilidad o cambios de nivel profesional se incluyan, durante el periodo de medición, nuevos beneficiarios.

Los objetivos determinados para evaluar la consecución del Plan consisten en:

- Resultados acumulados correspondientes a los Fondos de Operaciones del Grupo Enagás (“FFO”). Dicha métrica refleja la solidez financiera y el crecimiento del beneficio neto, ejes del Plan Estratégico del Grupo Enagás. Considera tanto el EBITDA como los dividendos recibidos de las sociedades participadas (consideradas bajo el método de capital). Es un indicador de referencia para los inversores. El cumplimiento de este objetivo permitiría cumplir con las previsiones de la Sociedad en cuanto al reparto de dividendo del Grupo, de inversión y de amortización de deuda. Se calcula como EBITDA (calculado como ingresos operativos menos los gastos operativos, es decir “resultado de explotación”, más gastos de depreciación y amortización), más dividendos cobrados (tal y como se define a continuación), más cobros menos pagos por impuesto de sociedades, más cobros menos pagos de intereses, más o menos los ajustes al EBITDA aplicables.
- Flujos de caja acumulados recibidos de las sociedades participadas consideradas bajo el método de capital (“Dividendo”). Refleja el foco en el crecimiento internacional y un plan de inversiones realista y rentable como ejes del Plan Estratégico. Se calcula como los flujos de caja (efectivo) recibidos de las sociedades participadas (consideradas bajo el método de capital), calculado a un tipo de cambio fijo.
- Retorno total para el accionista (“RTA”). Se entenderá por RTA la diferencia (expresada como relación porcentual) entre el valor final de una inversión en acciones ordinarias y el valor inicial de esa misma inversión, teniendo en cuenta que para el cálculo de dicho valor final se considerarán los dividendos u otros conceptos similares (i.e. script dividends) percibidos por el accionista por dicha inversión durante el correspondiente periodo de tiempo. Dicha métrica se medirá de forma relativa respecto al Grupo de Comparación formado por quince compañías.
- Cumplimiento del Plan de Sostenibilidad. Refleja la Sostenibilidad como marco para el desarrollo del negocio de Enagás. Se evaluarán los siguientes aspectos de la evolución del Plan de Sostenibilidad de la Sociedad: huella de carbono, igualdad (no discriminación) y otras cuestiones (compromiso de los empleados, satisfacción de clientes, voluntariado, mecenazgo, etc.).

La parte liquidable mediante acciones de Enagás, S.A. está considerada como una transacción con pago basado en acciones y liquidable en instrumentos de patrimonio según NIIF 2 y, de acuerdo con ello, el valor razonable de los servicios recibidos, como contraprestación de los instrumentos de patrimonio concedidos, está incluido la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada al 31 de diciembre de 2016, bajo el epígrafe “Gastos de Personal”, por un importe de 1.959 miles de euros, con abono al epígrafe “Otros instrumentos de Patrimonio Neto” del Patrimonio Neto consolidado del balance al 31 de diciembre de 2016. En este sentido, indicar que el Grupo Enagás periodifica la estimación del valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos durante el periodo de vigencia del mismo (siendo éste desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018) más el periodo de permanencia de aproximadamente cuatro meses para su abono íntegro.

Para la valoración de este programa, el Grupo Enagás ha utilizado el modelo de Monte-Carlo, ampliamente empleado en la práctica financiera para la valoración de opciones, con la finalidad de incluir el efecto de las condiciones de mercado en la valoración de los instrumentos de patrimonio concedidos. El valor razonable de los instrumentos de patrimonio a la fecha de concesión es ajustado para incluir las condiciones de mercado a las que el Plan está vinculado. Asimismo, se ha tenido en consideración que los dividendos devengados durante el periodo del Plan no son pagados a los beneficiarios, pues no adquieren la condición de accionistas de la Sociedad hasta que se produzca la liquidación efectiva del Plan. El detalle de las acciones y el valor razonable a la fecha de concesión del ILP del Grupo Enagás es el siguiente:

	ILP 2016
Acciones totales a la fecha de concesión ⁽¹⁾	307.643
Valor razonable de los instrumentos de patrimonio a la fecha de concesión (EUR)	26,37
Rentabilidad por dividendo	4,20%
Volatilidad esperada	19%
Tasa de descuento	0,186%

- (1) Este número de acciones recoge el número máximo de acciones a entregar en virtud del Plan, encontrándose ya recogidos en dicho número, tanto el supuesto de máximo grado de consecución de los objetivos establecido en el Plan (125%), como la posibilidad de que por nuevas incorporaciones o por movilidad o cambios de nivel profesional se incluyan, durante el periodo de medición, nuevos beneficiarios.

Asimismo, y por la parte del incentivo en metálico, el Grupo Enagás ha registrado la prestación de servicios correspondiente a este incentivo como un gasto de personal por un importe de 800 miles de euros con abono al epígrafe "Provisiones" del pasivo no corriente del balance consolidado al 31 de diciembre de 2016 (véase Nota 14.1). Al igual que para el caso del componente del plan liquidable en acciones, el Grupo Enagás periodifica la estimación del valor razonable del importe liquidable en metálico durante el periodo de vigencia del mismo (siendo éste desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018) más el período de permanencia de aproximadamente cuatro meses para su abono íntegro.

A 31 de diciembre de 2016, la hipótesis global de grado de cumplimiento de objetivos utilizada en la estimación es de un cumplimiento del 100% de todos los objetivos.

30. Otra información referente al Consejo de Administración

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

Así, las participaciones en el capital de las sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad comunicadas al Grupo por los Consejeros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Ejercicio 2016

Consejero	Sociedad	Nº Acciones	% Participación
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	17	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega	Iberdrola	3.851	0,00%
D. Jesús Máximo Pedrosa Ortega ⁽¹⁾	Iberdrola	8.508	0,00%

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%

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 2016 y 2015 son los siguientes:

Ejercicio 2016

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

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

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 2016 ni los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad ni las personas vinculadas a los mismos, según se define en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, han comunicado a los demás miembros del Consejo de Administración situación alguna de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad.

31. Compromisos y garantías

Ejercicio 2016

Compromisos y garantías	Miles de Euros			
	31-12-2016			
	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo (véase Nota 28)	Otras Partes Vinculadas (véase Nota 28)	Terceros	Total
Garantías sobre deuda de entidades vinculadas	24.779	-	-	24.779
Garantías y avales otorgados - Otros	9.464	144.175	333.103	486.742
Compromisos de inversión	218.289	-	25.708	243.997

Ejercicio 2015

Compromisos y garantías	Miles de Euros			
	31-12-2015			
	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo (véase Nota 28)	Otras Partes Vinculadas (véase Nota 28)	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

Dentro de la línea de "Garantías sobre deuda de entidades vinculadas" por importe de 24.779 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (163.880 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) se encuentran incluidos los siguientes conceptos:

- 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 24.779 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 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.
- A 31 de diciembre de 2015 se incluían las garantías corporativas concedidas sobre la deuda de GSP por importe de 138.016 miles de euros. A 31 de diciembre de 2016, tal y como se indica en la Nota 15, dichas garantías han pasado a ser registradas en el balance al estimarse probable a cierre del ejercicio, la ejecución de las mismas por importe de 154.093 miles de euros. A 31 de diciembre de 2016, no existen garantías adicionales por el proyecto de GSP.

Adicionalmente, dentro de la línea de "Garantías y avales otorgados - Otros", por importe de 486.742 miles de euros al 31 de diciembre de 2016 (591.721 al 31 de diciembre de 2015) se incluyen los siguientes conceptos:

- Garantías de fiel cumplimiento a entidades del grupo sobre obligaciones en concesiones otorgadas, contragarantizadas por Enagás, S.A., por importe de 9.464 miles de euros (89.711 miles de euros al 31 de diciembre de 2015). Al igual que en el caso de las garantías corporativas concedidas sobre la deuda, a 31 de diciembre de 2016 se encuentra registrada en el Balance de Situación Consolidado, la garantía de fiel cumplimiento del contrato de concesión de GSP. El importe de la misma asciende a 67.057 miles de euros, no existiendo a 31 de diciembre de 2016 garantías adicionales a las mencionadas en la Nota 8 y la Nota 15 relativas a este proyecto.

Asimismo, en la línea de garantías y avales otorgados con otras partes vinculadas al 31 de diciembre de 2016 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 de La Marina, por importe de 9.464 y 8.390 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 410.000 miles de euros (430.000 miles de euros en el ejercicio 2015), de los cuales 120.000 miles de euros han sido concedidos por la entidad vinculada Banco Santander durante el ejercicio 2016 (125.000 miles de euros durante el ejercicio 2015).
- Garantías prestadas en procesos de licitación por importe de 875 miles de euros (3.267 miles de euros al 31 de diciembre de 2015).
- 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 48.549 miles de euros al 31 de diciembre de 2016 (51.386 miles de euros en el ejercicio 2015), de los cuales 6.321 miles de euros corresponden a avales formalizados con Banco Santander (6.411 al 31 de diciembre del ejercicio 2015), 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 243.498 miles de euros al 31 de diciembre de 2016 (266.285 miles de euros al 31 de diciembre de 2015), se incluyen los siguientes conceptos:

- El Grupo Enagás mantiene compromisos de inversión por importe de 212.800 miles de euros relativos al proyecto de TAP. Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enagás mantenía compromisos en firme de inversión por importe de 250.220 miles de euros relativos a los proyectos de TAP (141.025 miles de euros) y GSP (109.195 miles de euros), los cuales han sido desembolsados durante el ejercicio 2016.

Con los compromisos de inversión en TAP anteriormente detallados, se cumple con la obligación de los accionistas de financiar el proyecto hasta la consecución del cierre financiero, que en la actualidad se encuentra previsto en diciembre de 2017. Una vez que se produzca el cierre financiero del proyecto se espera que los socios recuperen parte de la inversión realizada, que en el caso de Enagás se estima ascendería a 205.600 miles de euros.

Asimismo, en el marco de las negociaciones para la consecución de dicho cierre financiero, se estima que en el momento en que se formalicen los contratos de financiación correspondientes, las entidades financieras exigirán garantías por parte de los socios durante la fase de construcción, las cuales se irán otorgando a medida que la filial realice disposiciones de deuda hasta llegar a un importe total estimado de 589.700 miles de euros para el Grupo Enagás.

- Tal y como se indica en la Nota 8 el Grupo Enagás mantiene inversiones 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, acogándose 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 21). En este sentido, el Grupo Enagás mantiene compromisos en firme de inversión por este concepto por importe de 25.708 miles de euros, que serán desembolsados íntegramente durante el ejercicio 2017.

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

32. Negocios conjuntos y asociadas

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos, operaciones conjuntas y asociadas del Grupo Enagás al 31 de diciembre de 2016:

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%	19.201	13.535	19.201	-	-
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	Control conjunto	Operación Conjunta	51,00%	51,00%	6.931	6.996	6.931	-	-
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	56.235	4.000	56.235	-	-
Subgrupo Altamira LNG, C.V. (4)	Holanda (4) / México	Holding/ Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	40,00%	40,00%	41.218	16.195	-	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	-	-	16.205	-
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	3	2.504	-	4	-
GNL Quintero, S.A. (1)	Chile	Regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	60,40%	60,40%	492.380	9.683	-	576.256	-
Terminal de Valparaíso, S.A. (1)	Chile	Holding	Control conjunto	Negocio Conjunto	51,00%	51,00%	136.386	5.795	-	179.988	-
EC Soto La Marina SAPI de CV	México	Compresión de Gas Natural	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	9.599	-	9.599	-	-
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	México	Ingeniería y construcción	Control conjunto	Negocio Conjunto	50,00%	50,00%	2	-	-	2	-
Transportadora de Sur Peruano, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	28,94%	28,94%	516.176	42.355	-	665.786	-
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	Perú	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	26,87%	26,87%	247.142	-	-	277.155	-
Trans Adriatic Pipeline, A.G. (3 y 4)	Suiza (3 y 4)	Transporte de Gas	Influencia significativa	Asociada	16,00%	16,00%	97.230	-	97.230	-	-
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	Perú	Operación y mantenimiento	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	12.325	853	-	15.000	-
Tecgas, Inc.	Canadá	Holding	Control conjunto	Negocio Conjunto	30,00%	30,00%	1.121	-	-	1.191	-
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	10.528	-	-	894.550
Iniciativas de Gas, S.L. (6)	España	Holding	Control conjunto	Negocio Conjunto	60,00%	60,00%	48.834	-	48.834	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (6)	España	Almacenamiento y regasificación	Control conjunto	Negocio Conjunto	72,50%	72,50%	141.454	-	141.454	-	-
Vira Gas, SL	España	Desarrollo y comercialización de actividades tecnológicas	Control conjunto	Negocio Conjunto	49,00%	49,00%	196	-	196	-	-
Mtgas, S.A.	España	Operación del mercado organizado de gas	Influencia significativa	Asociada	13,34%	13,34%	417	-	417	-	-

(1) La sociedad GNL Quintero es participada por Terminal de Valparaíso S.A. por un 40%, (a su vez Enagás Chile posee un 51% de Terminal de Valparaíso S.A.) y por Enagás Chile por un 40%. Por lo tanto, la participación tanto indirecta como directa del Grupo Enagás sobre GNL Quintero es del 60,40%. La distribución del dividendo es realizada por GNL Quintero subiendo a través de Terminal de Valparaíso un 20,4%.

(2) Para aquellas sociedades cuya moneda local es diferente a la moneda grupo euro (véase Nota 2.4), 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) El grupo ostenta sobre la sociedad sueca Knubbsåll Topholding AB el 50% de la participación conjuntamente con Fluxys Europe BV. 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% y por Infraestructuras de Gas, S.L. por el otro 50%. Ambas sociedades son participadas a su vez por el Grupo Enagás en un 60% y 85% respectivamente. Por lo tanto, la participación indirecta del Grupo Enagás sobre Planta de Regasificación de Sagunto Gas, S.A. asciende a un 72,5%. 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 2016:

Magnitudes de Balance

Sociedad	Miles de euros								
	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.	29.035	25.764	4.175	-	41.371	-	-	-	17.603
Gasoducto de Extremadura, S.A.	12.344	15.684	2.356	-	23.554	-	-	-	6.830
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	249.973	25.182	11.213	(5.294)	67.565	179.336	24.235	15.087	5.439
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	351.220	4.786	22.470	(389)	157.446	102.796	5.186	25.690	87.747
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	301.859	11.571	16.019	(3.480)	25.822	212.553	-	13.889	80.665
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	2	11.396	27.762	-	26.001	-	-	-	13.159
GNL Quintero, S.A.	878.996	243.093	23.381	(77.490)	108.387	1.018.417	62.564	20.100	13.492
Terminal de Valparaíso, S.A.	328.971	64	8	-	329.028	-	-	-	15
EC Soto La Marina SAPI de CV	88.061	3.103	3.254	-	(11.424)	65.043	1.484	6	39.309
EC Soto La Marina EPC SAPI de CV	2.555	5	13.523	-	(10.752)	-	-	46	26.789
Transportadora de gas del Perú, S.A.	1.397.012	81.841	97.136	-	410.892	1.000.355	115.130	8.472	41.140
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	2.435.719	46.263	24.201	-	605.602	819.002	-	-	1.081.579
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	1.602.261	46.136	72.835	(1.818)	357.281	1.066.968	17.693	-	281.108
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	2.052	15.179	10.604	-	4.112	-	-	-	23.723
Tecgas, Inc.	-	43	-	-	43	-	-	-	-
EC Soto la Marina O&M SAPI de CV	46	18	697	-	112	-	-	-	649
Morelos O&M, S.A.P.I. de CV	170	531	172	-	90	-	-	-	783
Subgrupo Swedegas	667.530	15.358	13.181	(10.364)	172.344	409.596	116.906	-	7.587
Iniciativas de Gas, S.L.	986	13	679	-	1.678	-	-	-	-
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	324.855	40.340	32.722	(7.258)	69.277	273.503	26.813	29.412	6.170
Vira Gas, S.L.	249	78	53	-	383	-	-	-	(3)
Mibgas, S.A.	909	2.344	7.386	-	3.220	-	-	7.059	360

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

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

Magnitudes de Cuenta de Pérdidas y Ganancias

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.	36.502	(7.380)	4	-	(5.092)	(8.758)	15.276
Gasoducto de Extremadura, S.A.	28.000	(3.303)	3	-	(4.643)	(6.128)	13.929
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	53.166	(14.178)	1	(9.007)	(4.256)	(15.372)	10.354
Subgrupo Altamira LNG, C.V.	75.513	(14.515)	52	(5.480)	(14.382)	(20.270)	20.918
Gasoducto de Morelos, S.A.P.I. de C.V.	33.158	(11.957)	-	(12.754)	(1.784)	(6.321)	342
Morelos EPC, S.A.P.I. de C.V.	32.016	-	-	-	(7.064)	(11.412)	13.540
GNL Quintero, S.A.	170.145	(32.851)	455	(67.060)	(12.368)	(32.936)	25.385
Terminal de Valparaíso, S.A.	10.993	-	-	-	-	4	10.997
EC Soto La Marina S.A.P.I. de C.V.	11.463	(4.459)	-	(3.828)	192	(5.294)	(1.926)
EC Soto La Marina EPC S.A.P.I. de C.V.	-	-	-	-	(9.352)	(635)	(9.987)
Transportadora de gas del Perú, S.A.	563.424	(81.039)	245	(61.676)	(72.220)	(182.271)	166.463
Gasoducto del Sur Peruano, S.A.	864.817	-	1.982	(51.398)	-	(1.183.185)	(367.784)
Trans Adriatic Pipeline, A.G.	-	(649)	20	(181)	4.078	(25.795)	(22.527)
Compañía Operadora de Gas del Amazonas, S.A.C.	118.373	(586)	56	-	(1.160)	(114.866)	1.817
Tecgas, Inc.	-	-	-	-	-	(3.547)	(3.547)
EC Soto la Marina O&M S.A.P.I. de C.V.	3.631	-	-	-	(59)	(3.489)	83
Morelos O&M, S.A.P.I. de C.V.	1.532	(5)	-	-	2	(1.517)	12
Subgrupo Swedegas	50.148	(13.680)	-	(9.261)	(2.046)	(17.881)	7.280
Iniciativas de Gas, S.L.	-	-	-	-	-	(25)	(25)
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	101.193	(23.243)	-	(13.468)	(11.213)	(17.232)	36.037
Vira Gas, S.L.	-	-	-	-	5	(20)	(15)
Mibgas, S.A.	2.179	(20)	-	-	(56)	(1.934)	169

⁽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), las magnitudes de la cuenta de resultados se han convertido a tipo de cambio

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 2015, son las siguientes:

Magnitudes de Balance

Sociedad	Miles de euros								
	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&M SAPI 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.

Magnitudes de Cuenta de Pérdidas y Ganancias

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 Valparaiso, 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), las magnitudes de la Cuenta de Resultados se han convertido a tipo de cambio medio acumulado del ejercicio.

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Ejercicio 2016	Inversión Financiera en Libros a 31.12.2016	Dividendos	Fondos Propios		Ajustes por cambio de valor		Otros ajustes	Total inversión sociedades por método participación a 31.12.2016
			Resultado del Ejercicio	Reservas	Diferencias de conversión	Operaciones de cobertura		
Inversiones contabilizadas por método de participación	1.727.427	(185.872)	41.205	95.482	193.093	(4.079)	3.717	1.870.973

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

33. Hechos posteriores

A fecha 23 de Enero de 2017 no se ha alcanzado acuerdo de cierre financiero por parte de GSP tal y como se requería en la cláusula 6.5 y 6.6 del Contrato de Concesión “Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”. De esta forma, al no haberse cumplido el requisito de cierre financiero dentro del plazo ampliado por resolución de oficio N° 1293-2016-MEM/DGH de fecha 18 de julio de 2016 emitida por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, se ha procedido a declarar la Terminación de la Concesión y la ejecución de las garantías (véase Notas 8 y 15), iniciándose así el procedimiento de terminación y transferencia de los Bienes de la Concesión. Durante el mes de enero de 2017 las garantías han sido abonadas en su mayoría por la Sociedad, dando con ello de baja los pasivos financieros existentes al 31 de diciembre de 2016.

En el contexto de las transacciones de compra de las participaciones en GNL Quintero, S.A. y la formalización de las opciones de compra y venta concedidas a Empresa Nacional del Petróleo, S.A. (“ENAP”) y Sumhuram Energy Chile II Limitada (“OCC”), respectivamente (véase Notas 2.3. y 15), se acordó entre la totalidad de los accionistas la modificación de Acuerdo de Socios existente hasta la fecha, entrando en vigor dicha modificación el 1 de enero de 2017. Con las modificaciones introducidas en el mencionado Acuerdo de Socios, se asegura el control de GNL Quintero, S.A. por parte de Enagás Chile, Spa., pasando por tanto durante el ejercicio 2017 a consolidar la participación por el método de integración global.

Desde el 1 de enero de 2017 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se han producido otros hechos que afecten de forma significativa a los resultados del Grupo a la situación patrimonial del mismo.

Anexo I – Sociedades dependientes del Grupo Enagás a 31 de diciembre de 2016

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%	5.914.451 Euros
Enagás Internacional, S.L.U.	España	Holding	100	100,00%	125.659.766 Dólares
Enagás Financiaciones, S.A.U.	España	Gestión Financiera	100	100,00%	2.490.000 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%	382.630.442 Dólares
Enagás México, S.A.	México	Holding	100	100,00%	2.696.486 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
Infraestructuras de Gas, S.A.	España	Holding	85	85,00%	340.000 Euros
Enagas Emprende, S.L.	España	Holding	100	100,00%	45.000 Euros
Gasoducto Villa de Reyes SAPI de CV	México	Holding	100	100,00%	2.758 Dólares
Gasoducto Tuxpan Tula SAPI de CV	México	Holding	100	100,00%	3.035 Dólares

INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

I.-Situación de Enagás

Modelo de negocio

Enagás, compañía midstream con casi 50 años de experiencia y TSO (Transmission System Operator) europeo e independiente, es un referente internacional en el desarrollo y mantenimiento de infraestructuras gasistas y en la operación y gestión de redes de gas.

Participa en infraestructuras gasistas en México, Chile, Perú, Suecia y en el proyecto TAP, un gasoducto clave en Europa que enlazará Grecia, Albania e Italia. En España ha desarrollado las grandes infraestructuras del Sistema Gasista, que lo han convertido en un modelo en materia de seguridad y diversificación de suministro, y es el Gestor Técnico del Sistema desde el año 2000.

Infraestructura gasista de Enagás

A 31 de diciembre de 2016 la infraestructura gasista del Grupo Enagás integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

- Cerca de 11.000 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) y del 40% de la Planta de Altamira (México). En de 2016 Enagás ha aumentado su participación un 40% en la Planta de Bahía de Quintero (Chile) hasta alcanzar una participación total del 60,4% y ha adquirido un 42,5% adicional en la Planta de Sagunto (Valencia) pasando a ser propietaria del 72,5% de dicha planta.
- En diciembre de 2016 el Grupo Enagás ha continuado aumentado su participación (un 4,6%) en la empresa Transportadora de gas del Perú (TgP), 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, hasta alcanzar una participación total de 28,94%.
- Con fecha 15 de diciembre de 2016 se han hecho efectivos los aumentos de capital realizados en el último trimestre de 2016 por el Grupo Enagas y por el Grupo Graña y Montero en GSP, resultado de los cuales el Grupo Enagas aumentó su participación en 1,87%, hasta alcanzar 26,87%. Por su parte, el Grupo Graña y Montero aumenta su participación, pasando de un 20% a un 21,49%, pasando la participación del Grupo Odebrecht de un 55% hasta un 51,64%.
- 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.
- El Grupo Enagás posee un 50% de Knubbsal 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).

Estructuras de gobierno

Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas es el máximo órgano de representación de los accionistas.

Enagás es una de las empresas del mercado continuo español con más free float (95%). Más del 70% de nuestro accionariado internacional, destacando el accionariado en Reino Unido y EEUU-Canadá (29% y 19% respectivamente).

En Enagás se aplica un modelo de separación de propiedad, que establece el límite máximo de propiedad por parte de cualquier accionista en un 5%, con una limitación en los derechos de voto del 1% para agentes del sector del gas y del 3% para el resto de accionistas. Estas limitaciones no son aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial.

Consejo de Administración

Enagas tiene un porcentaje de independencia del Consejo (62%) superior a la media del Mercado español y ha ido reduciendo el número de miembros del Consejo de Administración hasta llegar a los 13 miembros actuales. Además, el compromiso de Enagás por impulsar la diversidad de género en el Consejo se refleja en el incremento significativo del porcentaje de mujeres, pasando del 6% en 2007 hasta el 23% en 2016, habiendo establecido el compromiso de alcanzar el 30% en 2020.

Funcionamiento y evolución previsible

El contexto de operación de Enagás a futuro vendrá marcado por el proceso de transición energética en marcha, que supondrá una transformación profunda hacia un modelo energético medioambientalmente sostenible, con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes. A medio plazo, por tanto, el gas es parte importante de la solución a los problemas de contaminación asociados al suministro de energía, en cuanto a fuente relativamente limpia, flexible, ampliamente diversificada y competitiva.

La demanda de gas está volviendo a crecer, tras la desaceleración de los últimos años, apoyada en la recuperación económica, los bajos precios de gas y la creciente sustitución de derivados de petróleo y carbón en algunas regiones. En España, la demanda de gas natural creció en 2016 un 2,1% con respecto al año anterior (crecimiento por segundo año consecutivo), fundamentalmente por la evolución de la demanda industrial.

En relación al Beneficio Neto durante 2017 se espera aumentar el resultado en un 12% con respecto al año 2016 (incluye el efecto de la revalorización contable del coste de la primera adquisición de Quintero). El Grupo Enagás contempla realizar para el año 2017 inversiones por valor aproximado de 650 millones de euros de las cuales se espera que un 70% sean destinadas a inversión internacional y un 30% a activos regulados en España

En 2015, Enagás presentó una actualización de su Plan Estratégico para el periodo 2015- 2017, la cual da continuidad al enfoque que la compañía ha venido desarrollando. Durante 2016, Enagás ha continuado desarrollando su actividad de modo consistente con los drivers y criterios estratégicos establecidos, enfocándose en los tres ejes de crecimiento identificados.

- **Participar en la integración del mercado europeo de gas natural:** Enagás aspira a convertirse en un actor europeo clave con creciente relevancia en el Mercado Energético Interno.
- **Desarrollar infraestructuras de gas natural en mercados en crecimiento:** Sentar las bases para desplegar el modelo de negocio de Enagás como TSO independiente en países con alto potencial de crecimiento.
- **Fortalecer la posición de Enagás como especialista global en GNL (regasificación y licuefacción):** Aprovechar oportunidades para interconectar mercados a nivel mundial manteniendo Enagás su posición como líder en GNL.

El Plan estratégico de Enagás se basa en los siguientes drivers estratégicos:

- Esfuerzos en eficiencia operativa
- Plan de inversiones realista/rentable
- Foco en el crecimiento internacional
- Sostenibilidad como marco para el desarrollo del negocio de Enagás

II. Evolución y resultados

Dimensión económica

Buen gobierno

En 2016, se han aprobado nuevas políticas de selección de consejeros, conflicto de intereses, así como de sucesión del presidente y del consejero delegado. También se aprobó un plan de incentivos a largo plazo 2016-2018, basado en diferentes objetivos alineados con el plan estratégico de Enagás y con las expectativas expresadas por los inversores institucionales y proxy advisors.

Excelencia financiera y operativa

Principales resultados económicos

El Beneficio neto ha ascendido a 417,2 millones de euros, un 1,1% superior a 2015. Siendo el resultado por puesta en equivalencia de 41,2 millones de euros (10% aportación de las sociedades participadas al beneficio después de impuestos). En 2016 se han realizado inversiones por valor de 912 millones de euros, realizando adquisiciones que refuerzan nuestra posición en activos en los que ya estábamos presentes

El dividendo por acción de 2016 aumentó un 5,3% respecto el ejercicio anterior, alcanzando 1,39 euros por acción. Enagás concluyó el año 2016 en 24,1 euros por acción. Lo que implica una capitalización de 5.752 millones de Euros. El capital social de Enagás a 31 de diciembre de 2016 era de 358,1 millones de euros en 2015, con 238,7 millones de acciones.

Durante el primer semestre del año, Enagás ha realizado con éxito una emisión de un bono por importe de 750 millones de euros, con uno de los cupones más bajos de un emisor español y utilities europeas para un plazo de 12 años. Esta operación ha permitido alargar la vida media de la deuda hasta los 6,3 años y optimizar el perfil de vencimientos de la misma.

En Octubre, Enagás ha colocado en los mercados una emisión de bonos por importe de 500 millones de euros. La emisión, con un vencimiento en 2026, tiene un cupón fijo anual del 0,75% y un precio de emisión de 99,397%.

En 2016 La agencia de calificación Standard & Poor's, en su informe de revisión anual ha reafirmado el rating a largo plazo de Enagás situado en A-, la perspectiva estable y el business risk profile en "Excellent".

Enagás forma parte del Dow Jones Sustainability Index por noveno año consecutivo, siendo la compañía líder del sector Gas Utilities con una calificación de 91 puntos. Además, la compañía ha sido reconocida como líder global por CDP (Carbon Disclosure Project) por su actuación y estrategia en materia de cambio climático, siendo incluida en "The Climate A List" que elabora.

Crecimiento del negocio

En el ámbito nacional, Enagás, a través de su filial Enagás Transporte, SAU, ha cerrado en julio la adquisición del 42,5% de la Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) con la adquisición a Unión Fenosa Gas, S.A. del 85% de participación de Infraestructuras del Gas, S.A., quien a su vez es

propietaria del 50% de Saggas. Dado que Enagás Transporte S.A.U. ya era propietaria de forma indirecta a través de su filial Iniciativas del Gas, S.L. de un 30% de participación sobre Saggas, el porcentaje de participación indirecto de Enagás Transporte, S.A.U. sobre la misma se incrementa en un 42,5% hasta alcanzar un total de participación del 72.5%.

A nivel internacional, Enagás, a través de su filial Enagás Chile, S.p.A, ha cerrado en septiembre la adquisición del 20 % de GNL Quintero S.A. (Planta GNL Quintero) que Endesa Chile, Spa. mantenía sobre GNL Quintero y en noviembre la adquisición de un 20% adicional a la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía, S.A.. Con el cierre de esta operaciones, Enagás Chile, Spa. ha adquirido de forma directa un 40% de participación en el accionariado de GNL Quintero, que adicionalmente al 20,4% que ya ostentaba indirectamente a través de su participación en Terminal de Valparaíso S.A., incrementa su participación total en la sociedad hasta un 60,4%.

Adicionalmente, Enagás ha cerrado la adquisición de un 4,6% de la sociedad Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TgP) a través de su filial Enagás Internacional, S.L.U. (adquisición de un 1,64 % en abril y adquisición de un adicional 2,96% en diciembre). Ampliando en consecuencia su participación del 24,34% hasta el 28,94% durante todo 2016 y manteniéndose la situación de influencia significativa sobre la sociedad.

En diciembre de 2016 se han hecho efectivos los aumentos de capital realizados en el último trimestre de 2016 por el Grupo Enagas y por el Grupo Graña y Montero en GSP, resultado de los cuales el Grupo Enagas aumentó su participación en 1,87%, hasta alcanzar 26,87%. Por su parte, el Grupo Graña y Montero aumenta su participación, pasando de un 20% a un 21,49%, pasando la participación del Grupo Odebrecht de un 55% hasta un 51,64.

En junio de 2016, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 65 ter. de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, sobre el proceso de dispersión accionarial de la sociedad MIBGAS, S.A., se hizo efectiva la adquisición por parte de Enagás GTS, S.A.U de un 13,34% del capital social de dicha sociedad.

El 29 de julio de 2016, se constituyeron dos sociedades: Enagás Emprende, S.L.U., por importe de 150 miles de euros, con domicilio social en España y participada al 100% por Enagás, S.A., y la sociedad Vira Gas Imaging, S.L., por importe de 400 miles de euros, con domicilio social en España y participada al 49% por Enagás Emprende, S.L.U.

Dimensión social

Gestión del capital humano

Enagás, como empresa certificada Top Employer, ha mantenido en los últimos años la estabilidad y calidad del empleo con un crecimiento sostenido de plantilla de un 3,5% medio anual desde 2009. Enagás se caracteriza por ofrecer un empleo estable y de calidad, con un 94,5% de contratos indefinidos y una tasa de rotación voluntaria del 0,63 % en 2016. De las 103 nuevas contrataciones realizadas en 2016, el 39% son mujeres y el 72% menores de 35 años.

El modelo integrado de gestión de talento de Enagás persigue impulsar el logro de los objetivos y planes estratégicos de la compañía a través de cuatro principios: Atraer el mejor talento a Enagás, conocer nuestro talento interno, formar de manera continuada a nuestros profesionales y desarrollar el talento interno de Enagás.

Enagás se compromete día a día con la aplicación del principio de igualdad de oportunidades y no discriminación, y apuesta por la diversidad entre sus profesionales, situando como base de su estrategia el Plan Integral de Diversidad, que incide, prioritariamente, en las ámbitos de diversidad de género, funcional, generacional y cultural.

Enagás ha renovado en 2016 la certificación como empresa efr y el distintivo de Igualdad.

En 2016 se ha realizado la encuesta de clima laboral, con un 71% de participación (un 3% más que en 2014), y el grado de compromiso se ha mantenido en un 85%.

Seguridad y salud

El enfoque de seguridad global de Enagás se basa en la integración de la cultura de seguridad y salud en el entorno, las personas, las instalaciones y la información, a través de la implicación de los líderes y el desarrollo de un modelo de comportamientos en seguridad y salud.

El Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos Laborales del Grupo Enagás, certificado según OHSAS 18001 (100% de las actividades), dispone de procedimientos y normas para la identificación y evaluación de riesgos, así como para la notificación de accidentes.

Además Enagás está certificada como Empresa Saludable.

Cumplimiento ético y derechos humanos

El Modelo de cumplimiento de Enagás es la principal herramienta para asegurar la ética e integridad en el desarrollo de las actividades de Enagás. . Además, enmarcado en el Modelo de cumplimiento, Enagás dispone de un Modelo de prevención de delitos que se configura como el núcleo esencial del cumplimiento penal de la compañía.

Enagás dispone de un marco de políticas, procedimientos y normativa que consta de: el Código ético del grupo, políticas y directrices corporativas y los procedimientos de gestión y normativa necesarios para asegurar la debida diligencia de los asuntos relacionados en este ámbito. El Canal Ético de Enagás es una plataforma para consultar dudas y notificar irregularidades o incumplimientos del Código Ético y está gestionado por el Comité de Cumplimiento Ético de la compañía. En 2016 se han recibido 3 comunicaciones a través del canal ético, una sugerencia sobre asuntos laborales no relacionados con el cumplimiento del Código Ético, que ha sido trasladada al área responsable de su gestión y dos notificaciones relacionadas con el cumplimiento del Código Ético que han sido desestimadas por expresa renuncia del denunciante.

Relaciones con la comunidad

El objetivo de la inversión social de Enagás es el de contribuir al desarrollo socio-económico de las comunidades locales, dando prioridad a aquellas zonas en las que opera la compañía, a través de modelos de acción social sostenible. A través del diálogo y la colaboración con los grupos de interés, se maximiza el impacto social positivo de las iniciativas de la compañía, ya sean en forma de voluntariado (223 empleados participantes y 1.475 horas dedicadas), patrocinios, mecenazgos o donaciones (2,2 millones de euros en 2016).

Cadena de suministro

Para trabajar con Enagás, los proveedores deben estar homologados. Para ello deben cumplir con los siguientes requisitos de homologación:

- Capacidad y recursos para satisfacer requisitos técnicos, de calidad, medio ambiente y seguridad, así como su mantenimiento prolongado en el tiempo.
- Respeto a los principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas y de la Declaración Universal de los Derechos Humanos.
- Exigencia de certificaciones de calidad, medio ambiente y seguridad para los proveedores de determinadas familias de productos o servicios.

El periodo medio de pago del Grupo a sus proveedores asciende a 38 días.

Dimensión ambiental

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.

Gestión ambiental

Enagás desarrolla sus compromisos en materia ambiental (reflejados en la Política de Seguridad y Salud, Medio Ambiente y Calidad) a través del sistema de gestión ambiental. En 2016 se ha extendido el alcance de la certificación del sistema según ISO 14001 a la sede central, alcanzando así el 100% de la actividad de Enagás certificada según ISO 14001. Asimismo, se ha abordado el análisis para la certificación EMAS de los almacenamientos de Serrablo y Yela, que se sumarían a las plantas de regasificación de Huelva y Barcelona con esta certificación.

Durante el ejercicio 2016, se han realizado actuaciones ambientales por importe de 11.084 miles de euros como inversiones en el activo del Balance de Situación (29.440 miles de euros en el ejercicio 2015). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2016 a 1.853 miles de euros registrados en el epígrafe "Otros gastos de explotación" (1.468 miles de euros en el ejercicio 2015).

Cambio climático y eficiencia energética

Enagás incrementa año a año su compromiso en la lucha contra el cambio climático a través de su modelo de gestión y de mejora continua, basado en el compromiso público, las medidas de reducción de emisiones y el reporte de nuestro desempeño y resultados, así como la extensión de nuestro compromiso a nuestra cadena de suministro.

Además, Enagás apuesta por el uso del gas como el combustible fósil menos contaminante, y por tanto, clave en el mix de generación eléctrica para cumplir los objetivos de reducción de emisiones y permitir el desarrollo de las energías renovables más eficientes; así como en la sustitución de otros combustibles fósiles hacia una movilidad más sostenible en el transporte marítimo, ferroviario y terrestre.

En 2016 se han fijado nuevos objetivos de compañía 2016 vinculados al consumo energético (gas natural y electricidad), a la generación eléctrica a partir de fuentes propias limpias y a la reducción de emisiones fugitivas y se ha implantado el Programa 2016 del Plan de Eficiencia Energética y de Reducción de Emisiones de Enagás (PEERE). También se ha obtenido la Certificación de Flota Ecológica (modalidad Master) otorgada por AEGFA e IDEEA, que acredita que la flota de vehículos de Enagás cumple con unos estrictos estándares de respeto medioambiental y sostenibilidad.

III. Liquidez y recursos de capital

Enagás se ha adaptado al nuevo contexto derivado de la crisis, reduciendo la financiación externa de bancos y sustituyéndola por otro tipo de financiación –como los bonos–, lo que le ha permitido conseguir una estructura más diversificada. La deuda neta en 2016 ha aumentado en 5.089 miles de euros con respecto a 2015.

La estructura de la deuda de Enagás destaca por predominar el tipo fijo (más del 80% de la deuda). Asimismo, un 61% de la deuda corresponde al mercado de capitales, un 26% a deuda institucional de largo plazo (BEI e ICO) y un 13% a financiación bancaria.

	2015	2016
Deuda Neta / EBITDA* Ajustado	4,5x	5,2x
FFO / Deuda Neta	16,40%	15%
Coste de la deuda	2,70%	2,40%
Liquidez (millones de euros)	2.268	2.409

*EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades filiales.

IV. 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.**

Fecha de última modificación	Capital social (Euros)	Número de acciones	Número de derechos de voto
03/05/2002	358.101.390	238.734.260	238.734.260

Todas las acciones pertenecen a una única clase.

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

Restricciones legales:

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

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

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

"A efectos de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el art. 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 aquella, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.

b) A los socios junto a los que aquella ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el art. 4 de la LMV”.

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

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

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

Por su parte, esa misma Disposición Adicional Trigésima Primera establece en su apartado 3 que:

“Las limitaciones de los porcentajes de participación y no transmisibilidad de las acciones a las que se refiere la presente disposición no le resultará aplicable a otras filiales que ENAGÁS, S.A. pudiera constituir para el desarrollo de actividades empresariales distintas del transporte regulada en el artículo 66 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la gestión de la red de transporte y la gestión técnica del sistema gasista nacional”.

Restricciones estatutarias:

En concordancia con la mencionada previsión legal, el art. 6 bis de los Estatutos Sociales de Enagás (“Limitaciones a la participación en el capital social”), 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 estos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

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

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

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

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
RETAILS OEICS AGGREGATE	0	2.410.274	1,01
BANK OF AMERICA CORPORATION	0	8.627.588	3,61

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
LUIS VALERO ARTOLA	2.000	0	0,00
DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ	56.396	0	0,02
DON MARCELINO OREJA ARBURÚA	3.875	0	0,00
SOLANA GONZALEZ, GONZALO	440	50	0,00
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL	1.405	0	0,00
DON MARTÍ PARELLADA SABATA	910	0	0,00
DON RAMÓN PÉREZ SIMARRO	100	0	0,00
SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI)	11.936.713	0	5,00
TOTAL	12.001.839	50	5,02

d) Cualquier restricción al derecho de voto.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado b) anterior, no existen restricciones adicionales al derecho de voto.

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 14 como máximo, nombrados por la Junta General.

La elección de los miembros del Consejo de Administración se efectuará por medio de votación. A estos efectos, las acciones que voluntariamente se agrupen hasta constituir una cifra de capital social igual o superior a la que resulte de dividir este último por el número de miembros del Consejo, tendrá derecho a designar a los que, superando fracciones enteras, se deduzcan de la correspondiente proporción. En el caso de que se haga uso de esta facultad, las acciones así agrupadas no intervendrán en la votación de los restantes miembros del Consejo.

El cargo de Consejero, para el que no se requiere la cualidad de accionista, será renunciable, revocable y reelegible una o más veces.

El nombramiento de los Consejeros surtirá efecto desde el momento de su aceptación.

No pueden ser Consejeros ni, en su caso, representantes persona física de un Consejero persona jurídica:

a) Las personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de 5 (cinco) sociedades cuyas acciones se encuentren admitidas a negociación en mercados nacionales o extranjeros.

b) Las personas físicas o jurídicas que estén incurso en cualquier supuesto de incompatibilidad o prohibición previsto en disposiciones de carácter general, incluidas las que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad o su Grupo.

ARTÍCULO 37º.- CARGOS.

El Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, designará a su Presidente. La designación del Presidente, cuando recaiga en un Consejero Ejecutivo, requerirá el voto favorable de los dos tercios de los miembros del Consejo.

El Consejo de Administración podrá designar, a propuesta de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, un Consejero Independiente, quien bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, desempeñará los siguientes cometidos:

- a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- b) Solicitar la inclusión de asuntos en el Orden del Día de las reuniones del Consejo de Administración.
- c) Coordinar y reunir a los Consejeros no Ejecutivos.
- d) Dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente y, en su caso, del Consejero Delegado.
- e) Ejercer como Vicepresidente las funciones del Presidente relativas al Consejo de Administración en caso de ausencia, enfermedad o imposibilidad por cualquier causa. A falta del Consejero Independiente Coordinador sustituirá al Presidente a los efectos de este apartado el Consejero de más edad.

La figura del Consejero Independiente Coordinador tendrá carácter obligatorio cuando el Presidente tenga la condición de Consejero Ejecutivo. En este caso, el Consejero Independiente Coordinador deberá ser nombrado por el Consejo con la abstención de los Consejeros Ejecutivos.

El Presidente y el Secretario del Consejo de Administración y el Vicesecretario, si lo hubiere, que sean reelegidos miembros del Consejo por acuerdo de la Junta General, continuarán desempeñando los cargos que, hasta ese momento, ostentaren en el seno del Consejo sin necesidad de nueva elección, sin perjuicio de la facultad de revocación que respecto de dichos cargos corresponde al Consejo de Administración.

Disposiciones del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración (aprobado por el Consejo de Administración el 21 de diciembre de 2015):

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 dirección en la Sociedad o su Grupo, cualquiera que sea el vínculo jurídico que mantengan con ella.

Cuando un Consejero desempeñe funciones de 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 o no Ejecutivos: 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 la mitad del total de Consejeros.

b3) Otros Consejeros Externos: aquéllos Consejeros Externos que no siendo dominicales no puedan ser clasificados como consejeros independientes conforme al artículo 9 del presente Reglamento.

En el ejercicio de sus facultades de propuesta a la Junta General y de cooptación para la cobertura de vacantes, el Consejo de Administración procurará que en la composición del órgano los Consejeros Independientes representen una amplia mayoría sobre los Consejeros Ejecutivos y que el porcentaje de Consejeros Dominicales sobre el total de Consejeros no Ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la Sociedad representado por dichos Consejeros y el resto del capital, sin perjuicio, en su caso, de la adaptación de este criterio en los términos que permitan las recomendaciones de buen gobierno aplicables a este respecto.

No pueden ser Consejeros ni, en su caso, representantes persona física de un Consejero persona jurídica:

a) Las personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de 5 (cinco) sociedades cuyas acciones se encuentren admitidas a negociación en mercados nacionales o extranjeros.

b) Las personas físicas o jurídicas que estén incurso en cualquier supuesto de incompatibilidad o prohibición previsto en disposiciones de carácter general, incluidas las que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad o su Grupo.

c) Tampoco podrán ostentar el cargo de Consejero las personas físicas o jurídicas que ejerzan el control o derechos en una empresa que lleve a cabo funciones de producción o comercialización de gas natural, o cualesquiera otras personas físicas o jurídicas cuya presencia en el Consejo de Administración de conformidad con la legislación aplicable en materia de Hidrocarburos, pudiera afectar a la condición de gestor de la red de transporte de la Sociedad.

ARTÍCULO 8.- NOMBRAMIENTO DE CONSEJEROS

1.- Los Consejeros serán nombrados por la Junta General o por el Consejo de Administración, de conformidad con las previsiones contenidas en la Ley de Sociedades de Capital y en los Estatutos Sociales.

2.- El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros Independientes corresponden a la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa.

Las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros no Independientes 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 informe de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa. Cuando el Consejo de Administración se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión, habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en Acta de sus razones.

Las propuestas de nombramiento deberán ir acompañadas en todo caso de un informe justificativo del Consejo en el que se valore la competencia, experiencia y méritos del candidato propuesto, que se unirá al acta de la Junta General o del propio Consejo.

Lo anteriormente dispuesto será igualmente aplicable a las personas físicas que sean designadas representantes de un consejero persona jurídica. La propuesta de representante persona física deberá someterse al informe de la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa.

3.- El Consejo de Administración deberá velar por que los procedimientos de selección de sus miembros favorezcan la diversidad de género, de experiencias y de conocimientos y no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna y, en particular, que faciliten la selección de consejeras.

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 o su Grupo, 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 en 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 para el Consejero. 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 suspender, modificar o revocar su devengo sin que medie incumplimiento de sus obligaciones.
- 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 significativa 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, y 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 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 de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.
- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa.
- i) Hayan sido consejeros durante un período continuado superior a 12 años.
- j) 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) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al 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 representaran 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 por periodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General, o la siguiente, de producirse la vacante una vez convocada la Junta General y antes de su celebración.

ARTÍCULO 11.- REELECCIÓN DE CONSEJEROS

La Comisión de Nombramientos, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa, encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo de los Consejeros propuestos durante el mandato precedente, informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de Consejeros no Independientes que el Consejo de Administración decida presentar a la Junta General y propondrá, en su caso, la reelección de los consejeros Independientes.

Las propuestas de reelección deberán ir acompañadas en todo caso de un informe justificativo del Consejo en el que se valore la competencia, experiencia y méritos del candidato, que se unirá al acta de la Junta General o del propio Consejo.

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.

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 previstos en la Ley, en los estatutos sociales y en el presente Reglamento.

b) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando puedan poner en riesgo los intereses de la Sociedad o perjudicar su crédito y reputación. Si un Consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el Consejo examinará el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el Consejero continúe en su cargo.

De todo lo anterior el Consejo de Administración dará cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados Ejecutivos.

e) Cuando los Consejeros Independientes dejen de reunir las condiciones exigidas por el artículo 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.

Cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un Consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explicará las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo de Administración. Sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, la Sociedad dará cuenta del motivo del cese en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

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, Retribuciones y Responsabilidad Social Corporativa. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de Consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de Independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

4.- Una vez producido el cese en el desempeño de su cargo, no podrá prestar servicios en otra entidad competidora durante el plazo de dos años, salvo que el Consejo de Administración le dispense de esta obligación o acorte su duración.

Disposiciones estatutarias que afectan a la modificación de Estatutos

ARTÍCULO 26º. – QUÓRUM ESPECIAL.

Para que la Junta General Ordinaria o Extraordinaria pueda acordar válidamente el aumento o la reducción del capital y cualquier otra modificación de los Estatutos Sociales, la emisión de obligaciones, la supresión o la limitación del derecho de adquisición preferente de nuevas acciones, así como la transformación, la fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo y el traslado de domicilio al extranjero, será necesario en primera convocatoria la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

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

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

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 adoptado por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de marzo de 2015 en los siguientes términos:

"Autorizar y facultar al Consejo de Administración, con facultad de sustitución, para la adquisición derivativa de acciones propias de la Sociedad, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 146 de la Ley de Sociedades de Capital, en los siguientes términos:

1. Las adquisiciones podrán ser realizadas directamente por Enagás, S.A. o indirectamente a través de sus filiales, en términos idénticos a los previstos en este acuerdo.
2. Las adquisiciones podrán realizarse por compraventa, canje o cualquier otra operación legalmente permitida.
3. El número máximo de acciones que podrán adquirirse será el máximo permitido por la Ley.
4. El precio de adquisición no será superior ni inferior al resultante de aplicar en más o en menos un 15 por 100 respectivamente del promedio de cotización oficial ponderada de la anterior sesión.
5. La presente autorización se otorga por un plazo máximo de 5 años, a partir de la adopción del presente acuerdo.

A efectos de lo previsto en el artículo 146 de la Ley de Sociedades de Capital, se hace constar expresamente que las acciones adquiridas al amparo de esta autorización podrán ser, en todo o en parte, entregadas directamente a los trabajadores o administradores de la Sociedad o de las sociedades pertenecientes a su Grupo, o como consecuencia del ejercicio de derecho de opción titularidad de los mismos.

Este acuerdo revoca y deja sin efecto, en la cuantía no utilizada, la autorización concedida por la Junta General de Accionistas de 30 de abril de 2010 para la adquisición derivativa de acciones propias".

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.

V. Gestión de riesgos

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, basado en el principio de debido control, 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 permite adaptarse a la complejidad de su actividad empresarial en un entorno competitivo globalizado, en un contexto económico complejo, donde la materialización de un riesgo es más rápida y con un efecto contagio evidente.

Este Modelo se basa en los siguientes aspectos:

- El establecimiento de un marco de apetito al riesgo, que recoge los niveles de riesgo considerados como aceptables, y que son fijados de modo 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 deterioro de resultados por 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. Esta evolución puede estar condicionada por las condiciones meteorológicas, competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía, evolución de la economía, etc.

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 o la competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía.

El grupo Enagás ha establecido medidas para controlar y gestionar el riesgo estratégico y de negocio dentro de un nivel aceptable, 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 este nivel.

2. Riesgos Operacionales y Tecnológicos

Durante la operación de las infraestructuras del grupo Enagás se pueden producir pérdidas de valor o deterioro de resultados por la inadecuación, fallos de los equipos físicos y de los sistemas informáticos, errores de los recursos humanos o derivados de ciertos factores externos. Esta tipología de riesgos puede clasificarse a su vez en riesgos industriales de las infraestructuras (vinculados a la naturaleza del fluido manejado), riesgos asociados al mantenimiento correctivo de las infraestructuras, riesgos asociados a los procesos logísticos y comerciales y otros riesgos asociados a procesos corporativos.

Los principales riesgos operacionales y tecnológicos a los que está expuesto el grupo Enagás son:

- Riesgos industriales, relacionados con las incidencias durante las actividades de operación de las infraestructuras de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, que implican grandes daños. En muchas ocasiones condicionados por la naturaleza del fluido manejado.
- Fraude interno y/o externo.
- Ciberseguridad, en las distintas formas en las que puede presentarse (fraude económico, espionaje, activismo y terrorismo).

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 existencia de planes de emergencia, planes de mantenimiento, sistemas de control y alerta, formación y capacitación del personal, aplicación de determinadas políticas y procedimientos internos, definición de indicadores de calidad, establecimiento de límites, y las certificaciones y auditorías de 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.

En este sentido, se ha desarrollado una regulación por la que se establecen las normas de gestión de garantías del sistema gasista español y que establece la obligación a las comercializadoras de constituir garantías para: (i) contratación de capacidad en infraestructuras con acceso de terceros regulado e interconexiones internacionales, (ii) liquidación de desbalances y (iii) participación en el mercado organizado de gas.

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 y fiscales

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%.

Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar a las posiciones de deuda denominada en moneda extranjera, a ciertos pagos por servicios y adquisición de bienes de equipo 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. 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.

En relación al desarrollo de grandes proyectos, el grupo Enagás está expuesto a incertidumbres por la obtención efectiva de financiación en condiciones similares a las previstas en sus planes de negocio. En ciertas ocasiones este riesgo de financiación podría estar vinculado a otros riesgos que se derivan de las condiciones contractuales que recogen las condiciones de servicio (pudiendo incluso suponer la cancelación del contrato de concesión).

En relación a los riesgos fiscales, el grupo Enagás está expuesto a posibles modificaciones de los marcos regulatorios fiscales y a incertidumbres por posibles diferencias interpretativas de la legislación tributaria vigente, con eventuales impactos negativos sobre sus resultados.

La política de gestión del riesgo financiero se recoge en la Nota 17 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 responsabilidad a la compañía.

Como resultado del desarrollo internacional de la compañía se ha desarrollado 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.

8. 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 es posible garantizar que algún riesgo no esté identificado en el inventario de riesgos del grupo Enagás.

VI. Hechos posteriores

A fecha 23 de Enero de 2017 no se ha alcanzado acuerdo de cierre financiero por parte de GSP tal y como se requería en la cláusula 6.5 y 6.6 del Contrato de Concesión "Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano". De esta forma, al no haberse cumplido el requisito de cierre financiero dentro del plazo ampliado por resolución de oficio N° 1293-2016-MEM/DGH de fecha 18 de julio de 2016 emitida por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, se ha procedido a declarar la Terminación de la Concesión y la ejecución de las garantías (véase Notas 8 y 15), iniciándose así el procedimiento de terminación y transferencia de los Bienes de la Concesión. Durante el mes de enero de 2017 las garantías han sido abonadas en su mayoría por la Sociedad, dando con ello de baja los pasivos financieros existentes al 31 de diciembre de 2016.

En el contexto de las transacciones de compra de las participaciones en GNL Quintero, S.A. y la formalización de las opciones de compra y venta concedidas a Empresa Nacional del Petróleo, S.A. ("ENAP") y Sumhuram Energy Chile II Limitada ("OCC"), respectivamente (véase Notas 2.3. y 15), se acordó entre la totalidad de los accionistas la modificación de Acuerdo de Socios existente hasta la fecha, entrando en vigor dicha modificación el 1 de enero de 2017. Con las modificaciones introducidas en el mencionado Acuerdo de Socios, se asegura el control de GNL Quintero, S.A. por parte de Enagás Chile, Spa., pasando por tanto durante el ejercicio 2017 a consolidar la participación por el método de integración global.

Desde el 1 de enero de 2017 hasta la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, no se han producido otros hechos que afecten de forma significativa a los resultados del Grupo a la situación patrimonial del mismo.

VII. Actividades de investigación y desarrollo

Las actuaciones, en el ámbito de la innovación tecnológica, desarrolladas por Enagás durante el año 2016 se han dirigido, principalmente, a mejorar diversos aspectos de su actividad presente y a analizar y profundizar en el conocimiento de otras posibles tecnologías que pudieren, a futuro, ser soportadas y

poner en valor las infraestructuras y/o el “Know-how” propios de la Compañía. Entre las primeras se destacan la eficiencia en un sentido amplio; la medición del gas y el análisis de sus componentes; la seguridad operativa; los materiales y equipos necesarios para su actividad. Entre las segundas la producción y el transporte de biogás y de hidrógeno además de, en un segundo plano, un hipotético desarrollo futuro de la infraestructura necesaria para desplegar las tecnologías CAC (Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂).

A continuación se realiza una descripción de primer nivel de cada una de las actuaciones citadas:

1. Eficiencia

Este apartado incluye dos capítulos diferenciados: Eficiencia energética y eficiencia técnica.

Eficiencia energética

Durante el año 2016 Enagás ha dado continuidad a sus esfuerzos, por un lado, para reducir el consumo energético de sus instalaciones y, por otro, para elevar el nivel de la energía que produce para autoconsumo o exportación.

La reducción del consumo en sus instalaciones ahonda principalmente en la optimización de sus procesos, para minimizar las necesidades energéticas de los mismos, y en la modificación o sustitución de sus equipos, para mejorar su rendimiento unitario.

La producción de energía se basa en el aprovechamiento de las energías residuales de sus procesos para, a su vez, producir energía eléctrica. Las energías residuales empleadas son el calor que se pierde a través de los gases de escape de las turbinas de gas, el frío que se desaprovecha durante el proceso de vaporización del gas natural licuado (GNL) y la presión que se disipa en los puntos en los que esta se regula por necesidades del sistema de transporte de gas o para la entrega del gas a otros transportistas o distribuidores. Actualmente Enagás cuenta con una instalación de cada uno de estos tres tipos, habiéndose puesto en marcha durante el año 2016 una instalación en la Planta de GNL de Barcelona, de 3,2 MW de potencia máxima, que aprovecha el salto de presión del gas en el punto de entrega a la red de distribución de la Ciudad de Barcelona. Esta instalación, que está proporcionando resultados muy satisfactorios, ha dado pie a que Enagás amplíe sus estudios para identificar soluciones similares en otros puntos de su red de transporte de gas. En este capítulo hay también que citar que se ha dado comienzo, en las postrimerías del año 2016, un estudio de viabilidad para evaluar la posibilidad de instalar plantas fotovoltaicas en determinadas áreas de las instalaciones de Enagás en las que, por sus características y tipo de uso, esto se demuestre de interés.

Eficiencia técnica

Fruto en parte de la experiencia adquirida en años anteriores, durante el 2016 se ha continuado analizando la posible conveniencia técnico-económica de auto-producir determinados insumos necesarios para la operación de las instalaciones. En este sentido, la producción más destacable es la de nitrógeno en las plantas de almacenamiento y regasificación mediante tecnología de absorción, de la que durante el año 2016 se han añadido dos nuevos equipos a los otros dos previamente existentes.

También durante el 2016, y tras concluir los pertinentes estudios de viabilidad, se han iniciado los trabajos para, desalando agua de mar mediante una instalación de ósmosis inversa, obtener el agua potable requerida para diferentes usos en la Planta de Barcelona.

Dentro de este apartado, por último también destacar que durante el segundo semestre de 2016 se ha iniciado un proyecto para valorar la oportunidad de identificar productos odorantes que sustituyan, con ventaja, al odorante actualmente empleado para proporcionar su olor característico al gas natural y así identificar su presencia ante posibles fugas. En paralelo también se va a estudiar la posible conveniencia de simplificar el actual doble sistema para olORIZAR el gas natural tanto en las entradas como en las salidas de la red troncal de transporte.

2. Medida y análisis del gas natural

Enagás continúa dotándose de las mejores técnicas disponibles para reducir el nivel de incertidumbre en la medida de la energía contenida en el gas natural, tanto en estado líquido (GNL) como en estado gaseoso (GN), en los puntos en los que este es recibido o entregado a terceros. Este esfuerzo innovador se ha traducido, durante el presente año 2016, en diferentes estudios y actuaciones entre los que se destacan los siguientes: evaluación de medidores másicos tipo “Coriolis” para validar su idoneidad en la medida directa del caudal de GNL; mejora del procedimiento establecido a nivel internacional (Custody Transfer Handbook) para la determinación de la energía transferida en la recarga de buques metaneros; desarrollo e implantación de una herramienta de simulación para mejorar la determinación del poder calorífico en los puntos en los que el gas no se analiza directamente por cromatografía; desarrollo de nuevas fórmulas para el cálculo del poder calorífico; identificación de técnicas adecuadas para la medida de caudales en flujos bifásicos.

Aunque es un asunto de menor relevancia económica frente al anterior, sin embargo, por su posible incidencia en la operación, Enagás también ha continuado durante 2016 su esfuerzo por mejorar los resultados obtenidos en las analíticas de determinados componentes minoritarios del gas natural: Agua, azufre, hidrocarburos y odorante.

3. Seguridad operativa

A lo largo de 2016 se ha continuado la línea de investigación en seguridad de los gasoductos y otras instalaciones de Enagás. Los trabajos se han centrado en la mejora de los modelos matemáticos utilizados. Para ello se ha mantenido la participación en diferentes proyectos conjuntos internacionales, hecho que además ha permitido confirmar que el nivel de seguridad de las instalaciones de Enagás es adecuado y está alineado con el de otras compañías extranjeras de características similares.

También se ha continuado actualizando las herramientas desarrolladas para atender las necesidades de diferentes áreas de la Compañía tanto en el diseño de nuevas instalaciones como en la operación de las existentes.

Todo lo indicado se ha llevado a efecto de acuerdo con la legislación vigente en la materia.

4. Materiales y equipos

Enagás, durante 2016, ha proseguido las actuaciones para mantener actualizado un conjunto de especificaciones y requisitos técnicos, aplicables a los materiales y equipos con los que diseña, construye y opera sus instalaciones, que recoja el estado del arte en todo momento y que asegure que se adoptan así las mejores alternativas para permitir, sin menoscabo de los niveles de seguridad, optimizar el coste total (CAPEX + OPEX) de dichas instalaciones para la Compañía. Con este objeto se trabaja activamente en diferentes organismos y entidades tecnológicas nacionales e internacionales. Al respecto se destaca la participación en organizaciones del ámbito normativo (ISO; AENOR; BEQUINOR) y en grupos y asociaciones de investigación y desarrollo (GERG; EPRG).

5. Evolución infraestructura gasista

En Enagás se es consciente de la amplísima diversidad de escenarios y soluciones hacia los que podría evolucionar en un futuro el sector energético en un sentido amplio. Como consecuencia, y con independencia de otras acciones que se llevan a cabo en diversas áreas de la compañía para adelantarse a los acontecimientos y adaptarse a los profundos cambios que sin duda llegarán, en el ámbito del I+D se permanece en contacto con las tecnologías complementarias y/o alternativas al gas natural y que además pudieren servirse de una parte o de la totalidad de la infraestructura gasista en su hipotético futuro desarrollo e implantación. En este sentido se consideran actualmente como tecnologías más plausibles las siguientes: mezclas de hidrógeno con gas natural en determinados porcentajes; hidrógeno puro; biogás y biometano. Adicionalmente también se contempla la posibilidad de un futuro desarrollo de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. En este supuesto la experiencia y el “Know-How” de Enagás serían de plena aplicación, por su similitud, en el despliegue de las diferentes infraestructuras ligadas a dicha tecnología (transporte por tubería y almacenamiento subterráneo de CO₂).

En línea con lo anterior, durante el año 2016 se ha proseguido el desarrollo del Proyecto RENOVAGAS, proyecto del que Enagás fue impulsor y que actualmente lidera, cuya conclusión está prevista en el mes de marzo de 2017. Este proyecto consiste, fundamentalmente, en el diseño y montaje de una instalación piloto, de 15 kW de potencia, que permite transformar el CO₂ presente en la corriente del biogás producido en la Planta de tratamiento de residuos de FCC-AQUALIA de Jerez de la Frontera en metano. Para ello la corriente de biogás se hace pasar por un reactor que, mediante catalizadores adecuados y contando con aporte de hidrógeno producido por hidrólisis con excedentes de energía eléctrica de origen renovable, hace reaccionar el CO₂ con el hidrógeno produciendo metano.

Por último, también durante 2016 se ha prolongado la participación en la Plataforma española del CO₂ y la colaboración en dos proyectos europeos muy prometedores (HYREADY; NGHPIPE) que abordan la viabilidad de inyectar hidrógeno, en determinados porcentajes, en las redes de gas.

VIII. Adquisición y enajenación de acciones propias

Con fecha 25 de mayo de 2016 Enagás, S.A. culminó el proceso de adquisición de 307.643 acciones propias, lo que supone un 0,13% sobre el total de acciones del Grupo, por un importe total de 8.219 miles de euros (incluyendo gastos asociados por importe de 8 miles de euros). Dicha adquisición se enmarca dentro del "Programa Temporal de Recompra de acciones propias", cuyo objetivo exclusivo es cumplir con las obligaciones de entrega de acciones a los Consejeros Ejecutivos y a los miembros del equipo directivo del grupo Enagás derivadas del sistema de retribución vigente en los términos y condiciones que constan en el Plan de Incentivo a Largo Plazo (ILP) y en la Política de Remuneraciones 2016-2018 aprobada por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. Las acciones se han comprado cumpliendo las condiciones establecidas en el artículo 5 del Reglamento CE 2273/2003 y con sujeción a los términos autorizados por la Junta General de Accionistas de 18 de marzo de 2016. La gestión del Programa Temporal de Recompra de acciones propias se ha encomendado a Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), quien ha realizado la adquisición, por cuenta de Enagás, S.A con independencia y sin influencia de ésta.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2016

Enagás S.A. y Sociedades Dependientes

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 13 de febrero de 2017, 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 2016, 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 Diaz

D. Gonzalo Solana González

Dña. Isabel Tocino Biscarolasaga

D. Luis Valero Artola

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista