

ENAGÁS, S.A.
y
Sociedades Dependientes

Cuentas Anuales Consolidadas
a 31 de Diciembre de 2011



ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011
(Expresado en miles de euros)

<u>Activo</u>	Notas	31.12.2011	31.12.2010
ACTIVOS NO CORRIENTES		5.722.581	5.228.603
Activos intangibles	5	54.815	36.629
Inmovilizaciones materiales	6	5.580.070	5.123.748
Inversiones financieras empresas grupo y asociadas	8	4.718	880
Otras inversiones financieras a l/p	8	53.573	31.932
Activos por impuestos diferidos	22	29.405	35.414
ACTIVOS CORRIENTES		1.994.818	1.600.533
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	-	31.336
Existencias	10	13.785	5.328
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	11	545.024	366.483
Otros activos financieros corrientes	8	6.609	108.042
Otros activos corrientes		2.077	2.293
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	12	1.427.323	1.087.051
TOTAL GENERAL		7.717.399	6.829.136

<u>Pasivo</u>	Notas	31.12.2011	31.12.2010
PATRIMONIO NETO		1.861.596	1.736.245
FONDOS PROPIOS		1.867.377	1.738.836
Capital suscrito	13	358.101	358.101
Reservas	13	1.235.591	1.121.739
Resultado del ejercicio		364.643	333.481
Dividendo activo a cuenta	13	(90.958)	(74.485)
AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR	13	(5.781)	(2.591)
PASIVOS NO CORRIENTES		3.878.061	4.006.240
Provisiones	15	91.555	34.352
Pasivos financieros no corrientes	16	3.323.065	3.678.134
Deudas con empresas del grupo y asociadas l/p	16	657	-
Pasivos por impuestos diferidos	22	386.795	214.664
Otros pasivos no corrientes	17	75.989	79.090
PASIVOS CORRIENTES		1.977.742	1.086.651
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	-	5.857
Provisiones corrientes	15	-	3.294
Pasivos financieros corrientes	16	1.606.544	730.847
Deudas con empresas del grupo y asociadas c/p	16	4.746	-
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	20	366.452	346.653
TOTAL GENERAL		7.717.399	6.829.136

Las Notas 1 a 35 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante del Balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2011



ENAGÁS S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL 31 DE DICIEMBRE DE
2011
(Expresado en miles de euros)

	Notas	31.12.2011	31.12.2010
Ingresos por actividades reguladas	23	1.096.280	965.995
Ingresos por actividades no reguladas	23	22.163	15.740
Otros ingresos de explotación	23	18.590	18.830
Gastos de personal	24	(66.958)	(67.194)
Otros gastos de explotación	24	(202.281)	(151.926)
Dotaciones a amortizaciones		(299.598)	(249.898)
Deterioro y resultado por enajenación de inmovilizado		17.751	(659)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		585.947	530.888
Ingresos financieros e ingresos asimilados	25	33.974	19.713
Gastos financieros y gastos asimilados	25	(99.259)	(78.314)
Diferencias de cambio (NETO)	25	(333)	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS DE OPERACIONES CONTINUADAS		520.329	472.287
Impuesto sobre las ganancias	22	(155.686)	(138.806)
RESULTADO DEL EJERCICIO DE OPERACIONES CONTINUADAS		364.643	333.481
RESULTADO DEL EJERCICIO		364.643	333.481
Atribuible a :			
Sociedad Dominante		364.643	333.481
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN	14	1,53	1,40
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO	14	1,53	1,40

Las Notas 1 a 35 descritas en la Información Financiera adjunta forman parte integrante de la Cuenta de Resultados Consolidada a 31 de diciembre de 2011



ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE
2011

Expresado en miles de euros

	31.12.2011	31.12.2010
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	364.643	333.481
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS EN EL PATRIMONIO NETO:	(9.999)	(2.794)
Por valoración de instrumentos financieros		
Ativos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	(14.271)	(3.992)
Efecto impositivo	4.272	1.198
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS:	6.809	12.377
Por valoración de instrumentos financieros		
Ativos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	9.727	17.682
Efecto impositivo	(2.918)	(5.305)
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS	361.453	343.064
Atribuidos a la entidad dominante	361.453	343.064



ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO TOTAL DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011
 Expresado en miles de euros

	Capital	Prima de Emisión y reservas	Resultados de ejercicios anteriores	Resultado del ejercicio	Dividendo a cuenta	Ajustes por cambio de valor	Total Patrimonio neto
SALDO AL INICIO DEL EJERCICIO 2010	358.101	1.004.859	-	298.031	(67.562)	(12.174)	1.581.255
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	333.481	-	9.583	343.064
Operaciones con accionistas	-	-	-	(111.256)	(74.485)	-	(185.741)
- Aumentos/(reducciones) de capital	-	-	-	-	-	-	-
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	(111.256)	(74.485)	-	(185.741)
- Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	-
- Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones del patrimonio neto	-	116.880	-	(186.775)	67.562	-	(2.333)
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	(186.775)	-	-	(186.775)
- Otras variaciones	-	116.880	-	-	67.562	-	184.442
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2010	358.101	1.121.739	-	333.481	(74.485)	(2.591)	1.736.245
Ajustes por cambios de criterio 2010	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por errores 2010	-	-	-	-	-	-	-
SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL EJERCICIO 2011	358.101	1.121.739	-	333.481	(74.485)	(2.591)	1.736.245
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	364.643	-	(3.190)	361.453
Operaciones con accionistas	-	-	-	(125.604)	(90.958)	-	(216.562)
- Aumentos/(reducciones) de capital	-	-	-	-	-	-	-
- Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-
- Distribución de dividendos	-	-	-	(125.604)	(90.958)	-	(216.562)
- Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-
- Aumentos/(reducciones) por combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	-
- Otras operaciones con socios	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones del patrimonio neto	-	113.852	-	(207.877)	74.485	-	(19.540)
- Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
- Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	(207.877)	-	-	(207.877)
- Otras variaciones	-	113.852	-	-	74.485	-	188.337
SALDO FINAL DEL EJERCICIO 2011	358.101	1.235.591	-	364.643	(90.958)	(5.781)	1.861.596



ENAGÁS, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011
 Expresado en miles de euros

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	520.329	472.287
Ajustes al resultado consolidado	348.756	307.901
Amortización de activos fijos	299.598	249.898
Otros ajustes al resultado	49.158	58.003
Variación del capital circulante operativo	(175.577)	(25.235)
Existencias	347	1.131
Deudores y otras cuentas a cobrar	(185.778)	(41.817)
Otros activos corrientes	(4.689)	(3.277)
Acreedores y otras cuentas a pagar	14.543	18.728
Otros flujos de efectivo de actividades de explotación	(126.011)	(126.082)
Pagos de intereses	(113.430)	(104.710)
Cobros de intereses	33.519	13.685
Cobros /(pagos) por impuesto sobre beneficios	(46.100)	(29.136)
Otros Cobros /(pagos)	-	(5.921)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	567.497	628.871
Pagos por inversiones	(632.885)	(763.353)
Empresas del grupo y asociadas	(4.718)	(33.601)
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	(583.216)	(629.452)
Otros activos financieros	(44.951)	(100.300)
Cobros por desinversiones	41.500	1.211
Empresas del grupo y asociadas	25.400	1.000
Inmovilizado e inversiones inmobiliarias	15.521	102
Otros activos financieros	579	109
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(591.385)	(762.142)
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	580.722	765.540
Emisión	1.243.289	880.542
Devolución y amortización	(662.567)	(115.002)
Pagos por dividendos	(216.562)	(185.742)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	364.160	579.798
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	340.272	446.527
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	1.087.051	640.524
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	1.427.323	1.087.051



1. Actividad del Grupo

La Sociedad Dominante Enagás, S.A. es una sociedad constituida en España de conformidad con la Ley de Sociedades de Capital, siendo su objeto social la importación, adquisición y venta de gas natural en el mercado nacional regulado, así como su regasificación, almacenamiento y transporte tanto para el mercado regulado como para el liberalizado además de actividades de transporte y almacenamiento de dióxido de carbono, hidrógeno, biogás y otros fluidos de carácter energético; de aprovechamiento del calor, del frío y de energías asociadas a sus actividades principales o resultado de las mismas y la posibilidad de participación en actividades de gestión de mercados de gas natural. 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.

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

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo y las de cada una de las entidades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2011, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme están presentadas.

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

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

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enagás del ejercicio 2011 han sido formuladas por los Administradores, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 06 de febrero de 2012, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF"), según han sido adoptadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Estas Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2011, 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 2011 del Grupo Enagás han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad dominante y por las restantes entidades integradas en el Grupo.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de 2010 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 el ejercicio 2009, las cuales fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 25 de marzo de 2011.

Las sociedades integrantes del Grupo cierran sus correspondientes ejercicios el 31 de diciembre, siendo las cuentas a dicha fecha las utilizadas en la consolidación a excepción de Gasoduto Braga-Tuy, S.A. y Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A., que en el ejercicio 2010, por razones de fecha en la

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

aprobación de estas Cuentas Anuales y la inmaterialidad que ello supone, la consolidación de estas sociedades está realizada con sus datos al cierre del 30 de noviembre de 2010.

En la Nota 3 se resumen los principios contables y criterios de valoración más significativos aplicados en la preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo del ejercicio 2011.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2011 se han utilizado ocasionalmente estimaciones realizadas por la Alta Dirección del Grupo y de las entidades consolidadas - ratificadas posteriormente por su Administradores - para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

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

A pesar de que estas estimaciones se realizaron en función de la mejor información disponible al 31 de diciembre de 2011 sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios; lo que se haría, conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas de Resultados Consolidadas.

2.3 Variación de perímetro de consolidación

Durante el ejercicio 2011 se han producido las siguientes variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enagás:

- En enero se hicieron efectivos los acuerdos de desvinculación con las sociedades Gasoduto Campo Maior-Leiria Braga, S.A. y Gasoducto Braga-Tuy, S.A.
- En abril se hizo efectiva la adquisición del 100% del capital de la sociedad Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.U. propiedad hasta el momento de la sociedad Iberdrola, S.A. Con fecha 6 de mayo se procedió a cambiar la denominación social de dicha sociedad por "Gasoducto de Escombreras, S.L.U.". En estas Cuentas Anuales Consolidadas no se han integrado las magnitudes económicas de esta sociedad, siendo su aportación al Grupo no significativa.
- En julio se constituyó la sociedad Enagás Altamira, S.L.U. cuyo capital social es propiedad al 100% de la sociedad Enagás, S.A. Como consecuencia de ello esta sociedad ha pasado a consolidarse por el método de integración global dentro del Grupo Enagás.
- En septiembre, la sociedad Enagás Altamira, S.L.U. adquiere el 40% de la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de CV. a través de la sociedad Altamira LNG, CV. Como consecuencia de ello, esta sociedad ha pasado a consolidarse por el método de integración proporcional desde el 13 de septiembre de 2011 dentro del Grupo Enagás.

2.4 Principios de consolidación

Las Sociedades participadas por Enagás, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación están dedicadas al transporte y regasificación de gas natural.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

Las Cuentas Anuales de las entidades multigrupo se consolidan por aplicación del método de integración proporcional; de tal forma que la agregación de saldos y las posteriores eliminaciones tienen lugar, en la proporción que la participación del Grupo representa en relación con el capital de estas entidades.

Son Sociedades Dependientes aquellas en las que la Sociedad Dominante controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene el poder de dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas con el objeto de obtener beneficios económicos de las actividades, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder del Grupo o de terceros ejercitables o convertibles al cierre del ejercicio.

Se consideran Sociedades de Control Conjunto aquellas en las que la situación descrita en el párrafo anterior se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

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

- a. El método de integración proporcional para las sociedades multigrupo gestionadas conjuntamente con GALP Gas Natural, S.A., para las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A., con Infraestructure Arzak y Ente Vasco de la Energía (EVE) para la sociedad BBG y con la sociedad VOPAK para la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL. de CV.
- b. El método de integración global para la sociedad participada al 100% Enagás Altamira, S.L.U.
- c. Transacciones entre sociedades incluidas en el perímetro de consolidación: Se han eliminado en el proceso de consolidación los créditos, débitos, ingresos y gastos y los resultados por operaciones con sociedades del Grupo en la proporción que representa la participación de Enagás, S.A. en el capital de aquéllas.
- d. 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.
- e. Conversión de estados financieros en moneda extranjera: Todas las Sociedades incluidas en el perímetro de consolidación, registran sus cuentas en euros, a excepción de la sociedad Altamira LNG, CV y la sociedad Terminal de LNG de Altamira, S. de RL. de CV que lo hacen en dólares, habiendo realizado la conversión a euros de dichos Estados Financieros en el proceso de consolidación del Grupo Enagás.
- f. Eliminación de dividendos: Se consideran dividendos internos los registrados como ingresos del ejercicio de una Sociedad del Grupo que hayan sido distribuidos por otra perteneciente al mismo.

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

En la Nota 34 se resumen las circunstancias más significativas de los negocios conjuntos del Grupo en vigor al cierre del ejercicio 2011.

2.5 Comparación de la información

La información contenida en esta memoria consolidada referida al ejercicio 2010 se presenta única y exclusivamente, a efectos comparativos con la información del ejercicio 2011.

2.6 Normas e interpretaciones contables

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

Las políticas contables adoptadas para la preparación de los estados financieros correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2011 son las mismas que las seguidas para la

elaboración de los estados financieros consolidados anuales del ejercicio 2010, excepto por la adopción, desde fecha 1 de enero de 2011, de las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones publicadas por el IASB y el IFRIC (*International Financial Reporting Interpretations Committee*) y adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:

▪ **NIC 24 Revisada- Información a revelar sobre partes vinculadas**

Esta revisión de NIC 24 introduce una exención parcial sobre ciertos desgloses cuando la relación de vinculación se produce por ser entidades dependientes o relacionadas con el Estado (o institución gubernamental equivalente) y se revisa el alcance aplicable a los desgloses exigidos, dada la incorporación en la definición de parte vinculada de algunas relaciones entre sociedades de control conjunto y asociadas de un mismo inversor que anteriormente no eran explícitas en la norma.

La entrada en vigor de esta norma no ha supuesto ningún cambio en la definición de las partes vinculadas del Grupo.

▪ **CINIIF 19 Cancelación de deuda con instrumentos de patrimonio**

Esta interpretación aborda el tratamiento contable desde el punto de vista del deudor de la cancelación total o parcial de un pasivo financiera mediante la emisión de instrumentos de patrimonio a su prestamista. La interpretación no aplica en este tipo de operaciones cuando las contrapartes en cuestión son accionistas o vinculados y actúan como tal, ni cuando la permuta de deuda por instrumentos de patrimonio ya estaba prevista en los términos del contrato original. Para todos los otros casos la emisión de instrumentos de patrimonio se medirá a su valor razonable en la fecha de cancelación del pasivo y cualquier diferencia de este valor con el valor contable del pasivo se reconocerá en resultados.

Esta interpretación no ha supuesto ningún cambio en las políticas contables del grupo pues en operaciones similares en el pasado se han aplicado principios contables consistentes con esta nueva CINIIF y en todo caso este ejercicio el Grupo no ha tenido operaciones de este tipo.

▪ **Modificación NIC 32 – Clasificación derechos sobre acciones**

Esta modificación es relativa a la clasificación de derechos emitidos para adquirir acciones (derechos, opciones o warrants) denominados en moneda extranjera. Conforme a esta modificación cuando estos derechos han sido conferidos a todos los accionistas y son para adquirir un número fijo de acciones por un importe fijo, se tratan como instrumentos de patrimonio, independientemente de en qué moneda esté denominada esa cantidad fija y que se cumplan otros requisitos específicos que exige la norma.

Esta modificación no ha supuesto ningún cambio en la clasificación de los derechos sobre acciones al no poseer el grupo este tipo de instrumentos.

▪ **Mejoras en las NIIF (publicadas en mayo de 2010)**

Este texto introduce una serie de mejoras a las NIIF vigentes, fundamentalmente para eliminar inconsistencias y clarificar la redacción de algunas de estas normas. Estas mejoras no han tenido impacto en la posición financiera ni en los resultados del Grupo Enagás.

▪ **Modificación de la CINIIF 14 Anticipo de pagos mínimos obligatorios**

La modificación de la interpretación aborda esta cuestión y es aplicable únicamente en casos específicos en los que una entidad está sujeta a una obligación de financiación mínima del plan y tiene el derecho de utilizar dicho activo para satisfacer esa obligación. En estos casos, dicho superávit puede llegar a tratarse como un activo.

Esta modificación no ha supuesto ningún cambio en el registro de pagos mínimos obligatorios.



The image shows a handwritten signature in black ink over a circular stamp. The stamp contains the word "Enagás" in a stylized font, with the number "923" visible at the bottom right of the circle.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

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

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

Aprobadas para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
Modificación de NIIF 7-instrumentos financieros: Desgloses-Transferencias de activos financieros (publicada en octubre de 2010)	Amplía y refuerza los desgloses sobre transferencias de activos financieros.	Periodos anuales indicados a partir del 1 de julio de 2011
No aprobadas todavía para su uso en la Unión Europea		
Normas, Modificaciones e Interpretaciones	Contenido	Aplicación Obligatoria Ejercicios Iniciados a partir de:
NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y valoración (publicada en noviembre de 2009 y octubre de 2010)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración de activos y pasivos financieros y baja en cuentas de NIC 39	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2015
Modificación de NIC 12 - Impuesto sobre las ganancias- Impuestos diferidos relacionados con propiedades inmobiliarias (publicada en diciembre 2010)	Sobre el cálculo de impuestos diferidos relacionados con propiedades inmobiliarias según el modelo de valor razonable de NIC 40	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2012
NIIF 10 Estados financieros consolidados (publicada en mayo de 2011)	Sustituye a los requisitos de consolidación actuales de NIC 27	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
NIIF 11 Acuerdos conjuntos (publicada en mayo de 2011)	Sustituye a la actual NIC 31 sobre negocios conjuntos	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
NIIF 12 Desgloses sobre participaciones en otras entidades (publicada en mayo de 2011)	Norma única que establece los desgloses relacionados con participaciones en dependientes, asociadas, negocios conjuntos y entidades no consolidadas	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
NIIF 13 Medición del Valor Razonable (publicada en mayo de 2011)	Establece el marco para la valoración a Valor Razonable	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
NIC 27 (Revisada) Estados financieros individuales (publicada en mayo 2011)	Se revisa la norma, puesto que tras la emisión de NIIF 10 ahora únicamente comprenderá los estados financieros separados de una entidad	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
NIC 28 (Revisada) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (publicada en mayo de 2011)	Revisión paralela en relación con la emisión de NIIF 11 Acuerdos conjuntos	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
Modificación de NIC 1 - Presentación del Otro Resultado Integral (publicada en junio de 2011)	Modificación menor en relación con la presentación del Otro Resultado Integral	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2012
Modificación de NIC 19 Retribuciones a los empleados (publicada en junio de 2011)	Las modificaciones afectan fundamentalmente a los planes de beneficios definidos puesto que uno de los cambios fundamentales es la eliminación de la "banda de fluctuación"	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
Modificación de NIIF 9 y NIIF 7 Fecha efectiva y desgloses de transición (publicada en diciembre de 2011)	Diferimiento en la fecha efectiva de NIIF 9 y modificaciones en requisitos y desgloses de transición	N/A
Modificación de NIC 32 Compensación de activos con pasivos financieros (publicada en diciembre de 2011)	Aclaraciones adicionales a las reglas de compensación de activos y pasivos financieros de NIC 32 e introducción de nuevos desgloses asociados en NIIF 7	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2014
Modificación de NIIF 7 Compensación de activos con pasivos financieros (publicada en diciembre de 2011)		Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013
Interpretación IFRIC 20: Costes de extracción en la fase de producción de una mina a cielo abierto (publicada en octubre de 2011)	El comité de interpretaciones de las NIIF aborda el tratamiento contable de los costes de eliminación de materiales residuales en las minas a cielo abierto	Periodos anuales indicados a partir del 1 de enero de 2013

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

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

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

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

A fecha actual todavía no se han analizado los futuros impactos de adopción de esta norma.

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

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

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

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

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

Esta nueva norma tendrá efecto, si bien no será significativo, en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, pues la opción que se viene aplicando para la consolidación de los negocios conjuntos es la consolidación proporcional de sus estados financieros (véase nota 2.4). De este modo, el impacto de la consolidación por puesta en equivalencia de los negocios conjuntos descritos en la nota 2.4 en lugar de su consolidación proporcional, supondría un menor importe total de activos de 150 millones euros y un menor resultado de explotación de 7 millones, aproximadamente, todo ello calculado en referencia a las cifras actuales.

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

En el caso del Grupo no tendrán impactos adicionales a los indicados anteriormente.

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

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

3. Normas de valoración

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

a. **Activos intangibles**

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

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

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

El Grupo registra como gasto en la Cuenta de Resultados Consolidada todos los costes de investigación y aquellos costes de desarrollo en los cuales no se puede establecer la viabilidad tecnológica y comercial de los mismos. El importe de los gastos de investigación y los gastos de desarrollo que se han imputado como gastos en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta asciende a 1.797 miles de euros en 2011 y 1.674 miles de euros en 2010, todos ellos de investigación.

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

En el ejercicio 2008, el Ministerio de Medio Ambiente publicó la asignación definitiva y gratuita de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones de la sociedad Enagás, S.A. Dicha asignación se encuentra recogida en el Plan Nacional de Asignación 2008-2012. En el ejercicio 2011 la sociedad Enagás, S.A. entregó los derechos de emisión de efecto invernadero equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio 2010.

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

Para los derechos recibidos gratuitamente de acuerdo al Plan Nacional de Asignación del periodo 2008-2012, se considera como coste de adquisición un valor nulo dado que el Grupo presenta los activos netos de subvenciones (ver Nota 28).

b. Inmovilizado material

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

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

Los costes capitalizados incluyen:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación de los proyectos de infraestructura devengados únicamente durante el período de construcción en obras si éste es superior al año, siendo la tasa media de capitalización bruta utilizada para determinar el importe de los costes por intereses a capitalizar durante el ejercicio 2011 de 2,93% (2,83% en 2010).

2. Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Para ello el Grupo posee un "Procedimiento funcional para imputación de Gastos de Personal a Proyectos de Inversión" que recoge las hipótesis de cálculo, este procedimiento recoge que para el cálculo de los trabajos realizados para su inmovilizado tiene en cuenta tanto los costes de personal directos, es decir, las horas realizadas e imputadas a cada proyecto según unos precios/hora calculados al inicio del ejercicio, como una serie de costes indirectos. Los importes capitalizados por estos conceptos se registran en la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta correspondiente al ejercicio 2011 minorando el importe correspondiente a coste de personal (ver Nota 6).

3. Los desembolsos futuros, a los que el Grupo deberá hacer frente en relación a la obligación de desmantelar determinados activos fijos tangibles correspondientes al almacenamiento subterráneo de Serrablo, Yela y Gaviota, al final de su vida útil. El importe en libros de dichos activos incluye una estimación del valor presente a la fecha de adquisición de los costes que supondrán para el Grupo las tareas de desmantelamiento, registrándose con abono al epígrafe "Provisiones a largo plazo" (ver Nota 15) del Balance de Situación Consolidado adjunto. Adicionalmente, dicha provisión ha sido objeto de actualización en los periodos siguientes a su constitución.

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

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

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

c. Deterioro de valor de activos materiales e intangibles

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

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

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

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

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

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al epígrafe "Dotaciones a amortizaciones" de la Cuenta de Resultados Consolidada.

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, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento.

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

d. Arrendamientos operativos

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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

e. Activos financieros

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

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

- Préstamos y cuentas a cobrar: Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar.
- Activos financieros mantenidos a vencimiento: Aquellos que el Grupo Enagás tiene intención y capacidad de conservar hasta su finalización, y que también son contabilizados a su coste amortizado.
- Inversiones disponibles para la venta: Son el resto de inversiones que no se incluyen dentro de las categorías anteriores. Estas inversiones figuran en el Balance de Situación Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe "Patrimonio neto: reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados" del Balance de Situación Consolidado, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente a la Cuenta de Resultados Consolidada. En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, la diferencia se registra directamente en la Cuenta de Resultados Consolidada.

Las inversiones a vencimiento y los préstamos y cuentas a cobrar originados por las sociedades se valoran a su coste amortizado reconociendo en la Cuenta de Resultados Consolidada los intereses devengados en función de su tipo de interés efectivo.

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

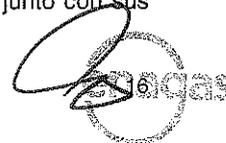
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

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

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

f. Activos no corrientes mantenidos para la venta

El Grupo clasifica como "Activos no corrientes mantenidos para la venta" los activos intangibles, materiales o aquellos incluidos en el epígrafe "Inversiones contabilizadas por el método de la participación" y los grupos sujetos a disposición (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

pasivos directamente asociados) para los cuales en la fecha de cierre del Balance de Situación Consolidado se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se lleve a cabo dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos se valoran por el menor valor entre el importe en libros o el valor estimado de venta deducidos los costes necesarios para llevarlos a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como tales.

Los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el Balance de Situación en una única línea denominada "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta".

A 31 de diciembre de 2010 las participaciones que la sociedad Enagás, S.A. poseía en Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A. se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 9).

g. Existencias

Existencias de Gas Natural

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

Resto de existencias

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

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

h. Patrimonio neto y pasivo financiero

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

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

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

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en el patrimonio neto, fundamentalmente pasivos negociables: Los pasivos financieros asociados con activos financieros disponibles para la venta originados como consecuencia de transferencias de activos en las que la entidad cedente ni transfiere ni retiene sustancialmente los riesgos y beneficios de los mismos.

- Pasivos financieros a vencimiento: Los pasivos financieros a vencimiento se valoran a su coste amortizado tal y como éste ha sido definido anteriormente.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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

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

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

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

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

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

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la Cuenta de Resultados Consolidada.

i. Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales no devengan explícitamente intereses y se registran a su valor nominal.

j. Clasificación de deudas entre corriente y no corriente

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

k. Compromisos por pensiones

La sociedad Enagás, S.A. contribuye de acuerdo con el Plan de Pensiones firmado y adaptado a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones a un plan de contribución definida "Enagás Fondo de Pensiones", cuya Entidad Gestora es Gestión de Previsión y Pensiones, S.A. y la Depositaria es Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos consolidados por servicios pasados y se compromete a la aportación mensual de un porcentaje medio del 6,8% del salario computable. Es un plan de modalidad mixta destinado a cubrir tanto las prestaciones de jubilación, como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

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

La Entidad tiene asumido, con los directivos y personal específico de grado máximo en la Sociedad el compromiso de pago de una retribución variable a título de "premio" por cumplir una serie de características durante su vida laboral, siendo normalmente un premio fijado en función de su remuneración en el momento de la jubilación.

l. Indemnizaciones por cese

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

m. Provisiones

El Grupo diferencia 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 remota. Los pasivos contingentes no se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas, si bien se informa sobre los mismos (ver Nota 15).

Las provisiones, que se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son re-estimadas con ocasión de cada cierre contable, se 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.

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

n. **Ingresos diferidos**

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

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

o. **Reconocimiento de ingresos**

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

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

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

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

Con fecha 28 de diciembre de 2010 fue aprobada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la Orden Ministerial ITC/3354/2010 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el ejercicio 2011, la tarifa de último recurso y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

- Incentivo de mermas de regasificación.
- Incentivo global a la disponibilidad.

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

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

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

p. **Reconocimiento de gastos**

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

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

q. **Impuesto sobre sociedades**

El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de Patrimonio Neto del Balance de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

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.

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, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos.

r. **Beneficios por acción**

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en cartera de las sociedades del Grupo; dicho beneficio básico por acción coincide con el beneficio básico diluido (ver Nota 14).



s. **Estados de flujos de efectivo consolidados**

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

Flujos de efectivo: entradas y salidas de dinero en efectivo y de sus equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a corto plazo de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

Actividades de explotación: actividades típicas de la entidad, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o de financiación.

Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

4. Regulación de retribución

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

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

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

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

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

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

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

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

Destacan las siguientes disposiciones:

- Se desarrolla la aplicación de los valores unitarios de posiciones, de centros de mantenimiento de instalaciones de transporte, y el procedimiento a aplicar en la valoración de las ampliaciones de

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

infraestructuras de transporte afectas a actividades reguladas, aclarando aspectos de aplicación práctica.

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

La Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, estableció los costes fijos a retribuir a cada empresa para las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución, así como los parámetros para el cálculo de la retribución variable.

La Orden incluye la actualización de los valores unitarios de inversión y explotación aplicables a las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para 2012. Se mantienen las metodologías establecidas en años anteriores, limitándose a actualizar la retribución reconocida al año 2012.

En cuanto a los peajes y cánones de acceso a las instalaciones que se establecen en esta Orden supone un incremento medio del 4,35% frente al 4% anterior. En particular, el canon de almacenamiento subterráneo no varía respecto al año anterior.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La tasa resultante para los activos de transporte puestos en marcha en 2011 ha sido del 9,01%.

- Retribución para los activos totalmente amortizados. Para los activos de transporte puestos en servicio con anterioridad al año 2008 se reconoce el 50% de la retribución financiera. Para los activos de regasificación, almacenamiento y de transporte puestos en servicio a partir del 1 de enero de 2008, se reconoce el 50% de la amortización y de la retribución

financiera del último año. En el caso de estas últimas instalaciones de transporte, esta retribución también es actualizada anualmente con una tasa del 2,5%.

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

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

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

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

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

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

a.2.1. 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 2011 este coste ha quedado fijado en 0,000167 €/kWh regasificado y en 0,000201 €/kWh cargado en cisternas.

a.2.2. Para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, se reconoce un coste idéntico al coste variable de carga de cisternas. Para el trasvase de buque a buque el coste es del 80% de dicho valor.

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

Los ingresos por esta actividad son calculados anualmente en función del coste acreditado para cada año y tiene como finalidad retribuir las obligaciones de Enagás, S.A. 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 2011, la cuota destinada a la retribución del GTS que deben recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso de terceros a la red, es del 0,42%. Dicha cuota es ingresada por las citadas empresas en los plazos y de la forma

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

que se establece en el procedimiento de liquidaciones, en la cuenta que la Comisión Nacional de la Energía en régimen de depósito tiene abierta a estos efectos.

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

Sin perjuicio de lo anterior, la retribución reconocida a la actividad de Gestión Técnica del Sistema para 2011 asciende a 11.444.941 €. La diferencia positiva o negativa entre esta cantidad y las percibidas por la aplicación de la cuota indicada anteriormente será incluida por la CNE en la liquidación 14 del año 2011.

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

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

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

d) Sistema de liquidación.

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

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

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

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

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

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

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

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

g) Desarrollo del Marco Regulatorio.

Los principales desarrollos regulatorios de aplicación en el sector gasista, aprobados a lo largo del año 2011, han sido los siguientes:

1. Regulación supranacional

Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2011 COM(2011) 676 del 19 de octubre de 2011. Bajo esta comunicación se engloban varias propuestas de reglamento específicas para cada sector de infraestructuras, así como una propuesta de reglamento estableciendo la financiación con la que dotará a cada sector la cual asciende a 1 billón de euros hasta 2020 en su conjunto.

Propuesta de Reglamento de 19 de octubre 2011 COM(2011) 658 2011/0300 (COD) de 19 de octubre de 2011 relativo a las orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE, tiene como finalidad establecer las prioridades de infraestructuras de energía en la Unión Europea hasta el 2020 para alcanzar el mercado interior de energía.

Propuesta de Reglamento de 19 de octubre 2011 COM(2011) 665 2011/0302 (COD) de 19 de octubre de 2011, por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa, fija la financiación que será destinada a impulsar el desarrollo de los proyectos de infraestructuras que se definan como prioritarios, bajo los mecanismos propuestos en las propuestas de reglamento específicas para los sectores de transportes, telecomunicaciones y energía.

Comunicación de la Comisión de 8 de marzo de 2011 COM(2011) 112 final La comunicación de la Comisión en lo relativo a la Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050, comúnmente conocida como "Roadmap 2050", fue adoptada el 8 de marzo de 2011 por la Comisión Europea.

Comunicación de la Comisión COM(2011) 885/2 La Comisión publicó el 15 de diciembre de 2011, el Energy Roadmap 2050.

Reglamento 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT) contiene normas sobre el comercio mayorista de gas y electricidad y establece, además, un sistema de detección de abusos del mercado y prevé sanciones en caso de incumplimiento de las normas.

2. Regulación Española

× Retribución y Peajes:

Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2011.

ORDEN ITC/3128/2011, de 17 de noviembre de 2011, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

ORDEN IET/3587/2011, de 30 de diciembre de 2011, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2012.

× Tarifa de último recurso:

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

Resolución de 21 de septiembre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural a aplicar a partir de 1 de octubre de 2011.

Resolución de 22 de junio de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural a aplicar a partir del día 1 de julio de 2011.

Resolución de 22 de marzo de 2011 de Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural a aplicar a partir del día 1 de abril de 2011.

Resolución de 28 de diciembre de 2010 de Dirección General de Política Energética y Minas por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural a aplicar a partir del 1 de enero de 2011.

× Normas de Gestión Técnica:

Resolución de 22 de septiembre de 2011 de Dirección General de Política Energética y Minas mediante la cual se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista (BOE 3 de octubre de 2011).

Resolución de 22 de marzo de 2011 de Dirección General de Política Energética y Minas mediante la cual se modifica el Protocolo de Detalle PD-05 "Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros" (BOE 1 de abril de 2011).

× Planificación Obligatoria y Plan Invernal:

Anuncio de 31 de agosto de 2011 de la Secretaría de Estado de Energía por el que se efectúa consulta pública del Informe de Sostenibilidad Ambiental y la versión preliminar de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020.

Anuncio de 27 de julio de 2011 de la Secretaría de Estado de Energía por el que se efectúa el proceso de información pública del documento Planificación Energética Indicativa 2012-2020.

Resolución de 31 de enero de 2011 de la DGCyEA por la que se inicia periodo de consultas a las administraciones públicas afectadas y público interesado en el procedimiento de evaluación ambiental estratégico de la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020", y se acuerda por razones de interés público y eficacia administrativa proceder a su publicación.

Corrección de errores de la Resolución de 23 de noviembre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista.

Resolución de 23 de noviembre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas en la se aprueba el plan de actuación invernal 2010-2011 para la operación del sistema gasista, estableciendo las condiciones excepcionales de operación que se precisan durante el periodo invernal 2011-2012.

× Almacenamientos subterráneos:

Real Decreto 1383/2011, de 7 de octubre por el que modifica el Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, se otorga a Escal UGS, S.L. la concesión de explotación para el almacenamiento subterráneo de gas natural denominado "Castor".

Resolución de la Demarcación de Costas del País Vasco, del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino de 15 de septiembre de 2011, autorizando la transferencia a favor de ENAGAS, SA de los derechos "concesionales procedentes de la concesión administrativa otorgada



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

a Repsol Investigaciones Petrolíferas, SA por Orden Ministerial de 13/06/1997 con destino a la legalización de las instalaciones de 105 campos de gas Gaviota I y Gaviota II, en el termino municipal y distrito marítimo de Bermeo (Bizkaia).

Real Decreto 1088/2011 de 15 de julio de 2011 por el que, se adaptan las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas "Marismas B-1", "Marismas C-2" y "Marismas A" a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural.

Orden ITC/1767/2011, de 22 de junio, por la que se autoriza la cesión de la concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos denominada Gaviota, a la Sociedad Enagas, SA.

Resolución de 25 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas que determina ciertos parámetros de la subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

Resolución de 14 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que determina con carácter definitivo la capacidad ofertada y el precio de salida mínimo de la subasta de almacenamiento subterráneo básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

Resolución de 25 de febrero de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas que establece determinados aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

Resolución de 31 de enero de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y 31 de marzo de 2012.

Resolución de 31 de enero de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas en la que publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y 31 de marzo.

× Subasta para la adquisición de gas de operación y gas talón:

Resolución de 19 de octubre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2012.

Resolución de 29 de septiembre de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2012.

Resolución de 9 de junio de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012.

Resolución de 18 de mayo de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

Resolución de 18 de mayo de 2011 de Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012.

Resolución de 6 de mayo de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012.

× Procedimientos de asignación de capacidad:

Resolución de 3 de noviembre de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de Abril de 2011 y el 31 de Marzo de 2012, en lo que se refiere a contratos a corto plazo.

Resolución de 29 de agosto de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas que 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.

× Corporación de reservas estratégicas:

Orden ITC/3486/2011 de 14 de diciembre por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2012.

× Otras disposiciones:

Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos. La Disposición final sexta modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. ENAGÁS, S.A. deberá constituir las sociedades filiales antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor de la Ley (al día siguiente de la publicación en el BOE por lo que respecta a esta disposición).

Real Decreto 1887/2011 de 30 de diciembre se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales.

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

Real Decreto 1826/2011 de 21 de diciembre, por el que se nombran Ministros del Gobierno.

Real Decreto 1152/2011, de 29 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1226/2010, de 1 de octubre, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Resolución de 19 de julio de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se determinan los puntos pertinentes del sistema sobre los que deberá publicarse información.

Real Decreto Legislativo 2/2011 de 5 de septiembre, en el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, la cual, entre otras reformas recoge principios de buena regulación aplicables a las iniciativas normativas y los instrumentos para la mejora regulatoria así como la reforma de los organismos reguladores.

Resolución de 10 de febrero de 2011, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en la disposición adicional tercera del Real

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos (BOE 27/04/2011).

Resolución de 10 de febrero de 2011 de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos (BOE 27/04/2011).

Resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural (BOE 20/04/2011).

Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de Noviembre de 2011 por el que se acuerda el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020, mediante el cual se establecen objetivos acordados con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Real Decreto 704/2011, de 20 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de protección de las infraestructuras críticas.

5. Activos Intangibles

La composición y movimiento de los activos intangibles y su amortización durante los ejercicios 2011 y 2010 ha sido la siguiente:

Ejercicio 2011

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

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

Ejercicio 2010

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Desarrollo	965	900	-	-	1.865
Concesiones	5.887	71	-	(23)	5.935
Aplicaciones informáticas	47.075	19.995	-	-	67.070
Otro inmovilizado intangible	32.287	257	(25.319)	-	7.225
Total coste	86.214	21.223	(25.319)	(23)	82.095

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Desarrollo	271	88	-	-	359
Concesiones	2.687	236	-	(4)	2.919
Aplicaciones informáticas	28.533	9.602	-	-	38.135
Otro inmovilizado intangible	13.318	1.851	(11.116)	-	4.053
Total amortización	44.809	11.777	(11.116)	(4)	45.466

Las altas en el epígrafe de "Desarrollo" acumuladas en el ejercicio 2011 corresponden principalmente al Proyecto de Generación de electricidad en la Planta de Huelva fase I por importe de 1.156 miles de euros, al Proyecto Delfos eléctrico de demanda de gas natural para la producción eléctrica a corto plazo por importe de 349 miles de euros y Proyecto Proteo de la demanda a largo plazo por importe de 72 miles de euros.

Con relación a las altas de las Aplicaciones Informáticas del ejercicio 2011 destacan:

- La Plataforma SW SIOM por importe de 2.894 miles de euros.
- Software CCR de San Fernando por importe de 2.368 miles de euros.
- SL ATR 2.0 por importe de 2.253 miles de euros.
- Software de ampliación infraestructuras de sistemas 2011 por importe de 2.221 miles de euros.
- Sistema Gestión Mantenimiento 2.0 por importe de 2.042 miles de euros.
- Software Gestión de Sistemas Comerciales 2011 por importe de 1.830 miles de euros.
- Centros de Competencia 2011-2012 por importe de 1.265 miles de euros.
- Evolución puesto de trabajo corporativo por importe de 1.090 miles de euros.
- Funcionalidad Sistemas Financieros y Corporativos por importe de 2.090 miles de euros.

Así mismo dentro de estas altas en el epígrafe de aplicaciones informáticas se incluyen 21 miles de euros correspondientes a BBG y 115 miles de euros correspondientes a TLA y en el epígrafe de otro inmovilizado intangible se incluyen 2.396 miles de euros correspondientes a TLA.

Al cierre del ejercicio 2011 y 2010 la Sociedad tenía elementos del inmovilizado intangible totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

Descripción	Valor contable (bruto)
Desarrollo	205
Aplicaciones informáticas	22.630
Otro inmovilizado intangible	1.923
Total	24.758

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

6. Inmovilizado Material

La composición y movimientos en los ejercicios 2011 y 2010 en el inmovilizado material y la amortización han sido los siguientes:

Ejercicio 2011

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

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

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones	Salidas o bajas	Saldo final
Terrenos y construcciones	-	-	-	-	-	-
Instalaciones técnicas y maquinaria	15.573	-	-	(114)	(485)	14.974
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-	-
Anticipos e inmovilizaciones en curso	-	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-	-
Total deterioro	15.573	-	-	(114)	(485)	14.974

Ejercicio 2010

Coste	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	155.436	57.712	3.088	(6)	216.230
Instalaciones técnicas y maquinaria	6.119.216	153.626	404.659	(1)	6.677.500
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	43.900	3.957	-	(535)	47.322
Anticipos e inmovilizaciones en curso	915.823	559.800	(407.747)	(10)	1.067.866
Subvenciones de capital	(561.257)	(22.785)	-	-	(584.042)
Total coste	6.673.118	752.310	-	(552)	7.424.876

Amortizaciones	Saldo inicial	Dotaciones	Aumentos o disminuciones por traspasos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo final
Terrenos y construcciones	43.934	18.992	-	(1)	62.925
Instalaciones técnicas y maquinaria	2.192.469	284.112	-	(1)	2.476.580
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	36.815	3.425	-	(531)	39.709
Anticipos e inmovilizaciones en curso	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	(269.815)	(23.844)	-	-	(293.659)
Total amortización	2.003.403	282.685	-	(533)	2.285.555

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Deterioros	Saldo inicial	Entradas	Aumentos o disminuciones por traspasos	Reversiones	Salidas o bajas	Saldo final
Terrenos y construcciones	-	-	-	-	-	-
Instalaciones técnicas y maquinaria	14.760	813	-	-	-	15.573
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	-	-	-	-	-	-
Anticipos e inmovilizaciones en curso	-	-	-	-	-	-
Subvenciones de capital	-	-	-	-	-	-
Total deterioro	14.760	813	-	-	-	15.573

Dentro del epígrafe de Terrenos y Construcciones se incluyen 22.643 miles de euros correspondientes a TLA y 7.397 miles de euros corresponden a los terrenos de la estación de compresión de Denia.

Los traspasos en el epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" acumulados en el ejercicio 2011 corresponden fundamentalmente a la puesta en explotación de las instalaciones:

- Duplicación del Gasoducto Tivissa – Paterna Tramos 1,2,3 y Sur.
- Bombas secundarias asociadas al octavo tanque de la Planta de Barcelona.
- Octavo tanque GNL de 150.000 m3 Planta de Barcelona.
- ERM en diversas posiciones de la RNB.
- Ampliaciones en diversas posiciones de la RNB.
- EM en diversas posiciones de la RNB.
- Estación de compresión de Villar de Arnedo, Chinchilla de Montearagón y Denia.
- Gasoducto Algete-Yela (Madrid y Guadalajara).
- Gasoducto de conexión AASS de Castor.
- Gasoducto Ramal a Besós.
- Central de Cogeneración 3825 KW Almendralejo.
- Generación electricidad planta de Huelva.
- AASS de Gaviota.

Dentro de las altas del epígrafe de "Instalaciones técnicas y maquinaria" se ha registrado 1.421 miles de euros (2.589 miles de euros en 2010), que corresponde al gas natural adquirido para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos y 2.512 miles de euros (4.828 miles de euros en 2010) para el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación , también denominado "gas talón". Además en este epígrafe se incluyen 90.000 miles de euros correspondientes a TLA.

Asimismo, dentro de estas altas se incluyen aproximadamente 106 millones de euros correspondientes al desembolso realizado por parte de la sociedad Enagás, S.A. para la adquisición de los activos asociados al almacenamiento subterráneo de Gaviota a Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. y Murphy Spain Oil.

Con fecha 24 de noviembre de 2010 la sociedad Enagás, S.A. llegó a un acuerdo para la adquisición del gasoducto Ramal a Arcos propiedad de Iberdrola Generación S. A. U. Dicha adquisición está pendiente, a la fecha, de las correspondientes autorizaciones de los diferentes Organismos Reguladores.

En lo que respecta a las altas en el epígrafe "Anticipos e inmovilizado en curso" acumuladas en el ejercicio 2011 corresponden básicamente a las siguientes instalaciones:

- Estación de compresión de Denia.
- Estación de compresión de Villar de Arnedo.
- Estación de compresión de Chinchilla.
- Duplicación del Gasoducto Tivissa – Paterna.
- Instalaciones regasificación Planta de El Musel.
- Gasoducto Martorell - Figueras.
- Almacenamiento GNL planta de El Musel.
- Instalaciones de regasificación Planta de El Musel.
- Octavo tanque de la planta de Barcelona.
- Instalaciones superficie Almacenamiento Subterráneo Yela.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

- Pozos Almacenamiento Subterráneo de Yela.
- Gasoducto Yela – El Villar de Arnedo.
- Ampliación compra Gaviota RIPSA.
- Ampliación compra Gaviota a Murphy.
- Gasoducto a Besós.
- Gasoducto Algete - Yela.
- Generación electricidad en P.Huelva.
- Gasoducto de conexión al almacenamiento subterráneo de Castor.
- URM Gasoducto Castor.
- Reposición mallado interior contra incendios Planta Barcelona.
- Instalación Sistema contra incendios 17 áreas Planta de Barcelona.
- Unidad de Medida en pos. G-02 del G. Larrau – Villar de Arnedo.
- Obra civil marítima Planta de Asturias.

Así mismo, dentro de estas altas se incluyen 6.172 miles de euros correspondientes a anticipos e inmovilizaciones en curso correspondientes a BBG y 2.203 miles de euros correspondientes a anticipos e inmovilizaciones en curso correspondientes a TLA.

Las bajas del Inmovilizado Material acumuladas en el ejercicio 2011 corresponden a la baja, de instalaciones, mobiliario y equipos de oficina sustituidos. En el apartado de Traspasos se muestran los movimientos del inmovilizado en curso a fijo de aquellos proyectos con puesta en explotación en el ejercicio.

La revalorización del Inmovilizado Material incorporada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996 de 7 de junio, sobre actualización de balances, tiene un efecto de 15.039 miles de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2011 y tuvo un efecto de 15.208 miles de euros en el ejercicio 2010.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de infraestructura en su período de construcción han ascendido a 26.092 miles de euros en el ejercicio 2011 (25.259 miles de euros en el ejercicio 2010).

Así mismo, el impacto de los "Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado" ha supuesto un aumento en la inversión de 15.637 miles de euros en el ejercicio 2011 y 16.089 miles de euros en el ejercicio 2010.

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

Al cierre del ejercicio 2011 y 2010 la Sociedad Enagás S.A., tenía elementos del Inmovilizado Material totalmente amortizados que seguían en uso, conforme al siguiente detalle:

Ejercicio 2011

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2010

Descripción	Valor Contable (bruto)
Construcciones	8.197
Instalaciones técnicas y maquinaria	366.273
Otras instalaciones, Utillaje y mobiliario	32.361
Total	406.831

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

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

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

Las subvenciones acumuladas de capital recibidas al cierre del ejercicio 2011 corresponden a inversiones de la infraestructura gasista según el detalle siguiente:

	Miles de euros		
	Subvenciones recibidas a 31.12.11	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.11	Saldo a 31.12.11
Plantas de Regasificación	86.225	67.569	18.656
Infraestructuras transporte de gas	480.309	240.088	240.221
Almacенamientos subterráneos	17.508	7.254	10.254
Total	584.042	314.911	269.131

Dichas Subvenciones han sido recibidas de los siguientes Organismos:

	Subvenciones recibidas a 31.12.11	Aplicación a resultados acumulado a 31.12.11	Saldo a 31.12.11
Fondos estructurales de la Unión Europea	413.074	202.095	210.979
Organismos Oficiales de las CCAA	57.120	24.354	32.766
Estado Español	113.848	88.462	25.386
Total	584.042	314.911	269.131

Las subvenciones de capital que serán imputadas a resultados en el ejercicio 2012 ascienden a 19.281 miles de euros, aproximadamente. El detalle por imputación temporal del saldo pendiente de aplicación a 31 de diciembre de 2011 es:

	años		
	<1	2 a 5	>5
Subvenciones del Estado	2.895	10.548	11.943
Subvenciones de Comunidades Autónomas	2.077	8.308	22.381
Subvenciones de FEDER	14.309	55.412	141.258
Total Subvenciones	19.281	74.268	175.582

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

7. Participaciones en negocios conjuntos

Durante los ejercicios 2011 y 2010 los porcentajes de inversión y los saldos mantenidos por la sociedad matriz Enagás, S.A. con las sociedades filiales son los siguientes (ver Nota 2.4):

	Miles de Euros		% de participación
	2011	2010	
Gasoducto Al-Andalus, S.A. (España)	23.744	23.744	66,96%
Gasoducto de Extremadura, S.A. (España)	9.732	9.732	51,00%
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A. (Portugal)	-	3.195	12,00%
Gasoduto Braga - Tuy, S.A. (Portugal)	-	2.546	49,00%
Bahía Bizkaia Gas, S.A. (España)	44.333	44.333	40,00%
Enagás-Altamira, S.L.U.	41.218	-	100,00%
Gasoducto de Escombreras S.L.U.	4.357	-	100,00%
Total Bruto	123.384	83.550	-
Menos: Pérdidas por deterioro	-	-	-
Total Neto	123.384	83.550	-

Cabe destacar que las participaciones que la sociedad Enagás, S.A. tenía durante el ejercicio 2010 en el capital de las filiales Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A. se encontraban disponibles para la venta en dicho ejercicio (ver Nota 3.f y Nota 9).

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 2011 y 31 de diciembre de 2010, presentados por naturaleza y categorías a efectos de valoración:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Activos a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias:								
- Mantenidos para negociar	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	4.749	31	-	-	857	790	5.606	821
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	-	614	1.340	614	1.340
Activos disponibles para la venta								
- Valorados a valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a coste	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados	-	-	-	-	52.071	30.651	52.071	30.651
Total	4.749	31	-	-	53.542	32.781	58.291	32.812

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Instrumentos de patrimonio		Valores representativos de deuda		Créditos, derivados y otros		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Activos a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias:								
- Mantenidos para negociar	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos y partidas a cobrar	-	-	-	101.742	6.573	6.300	6.573	108.042
Activos disponibles para la venta								
- Valorados a valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
- Valorados a coste	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados	-	-	-	-	36	-	36	-
Total	-	-	-	101.742	6.609	6.300	6.609	108.042

Handwritten signature and a circular stamp with the number 31 inside.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

El movimiento producido en los ejercicios 2011 y 2010 en los activos financieros pertenecientes al Grupo se describe a continuación:

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

	Saldo Inicial	Entradas o dotaciones	Corrección de valor contra reservas/ PL	Trasposos	Salidas, bajas o reducciones	Saldo Final
Instrumentos de Patrimonio	1	30	-	-	-	31
Valores representativos de deuda	-	101.742	-	-	-	101.742
Créditos, derivados y otros	19.100	2.243	28.582	(9.606)	(1.238)	39.081
Total	19.101	104.015	28.582	(9.606)	(1.238)	140.854

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	-	52.107	-	52.107
Total	-	52.107	-	52.107

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

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

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

8.2 Correcciones de valor por deterioro

En los doce meses del ejercicio 2011 no se han producido movimientos en relación con las provisiones que cubren las pérdidas por deterioro de los activos existentes en el Grupo, una vez realizados los análisis correspondientes.

8.3 Préstamos y cuentas por cobrar generados por la empresa:

Créditos corrientes y no corrientes

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



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

	Miles de euros	Tipo de interés	Vencimiento
Créditos no corrientes:			
Créditos a empresas del Grupo	880	4,130%	Dic.-2012
Otros créditos	460	3,330%	-
Créditos corrientes:			
Créditos a empresas del Grupo	6.300	4,130%	Dic.-2010
Saldo a 31.12.2010	7.640		
Créditos no corrientes:			
Otros créditos	614	3,950%	-
Créditos corrientes:			
Créditos a empresas del Grupo	3.010	2,330%	Dic.-2012
Otros créditos	3.563	2,496%	Dic.-2012
Saldo a 31.12.2011	7.187		

“Créditos no corrientes y corrientes” incluye los concedidos por la Sociedad Matriz en concepto de financiación para la construcción de infraestructuras de transporte con vencimiento a largo plazo y valorados a coste amortizado utilizando el método de tipo de interés efectivo. Estos créditos devengan intereses a tipos variables referenciados al tipo BEI más un diferencial de 90 puntos básicos para la sociedad Gasoducto Al-Andalus, S.A.

El detalle es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2011	31.12.2010
Créditos corrientes a empresas del grupo:		
Gasod. Al-Andalus, S.A.	2.976	6.280
Gasod. de Extremadura, S.A.	-	20
Grupo Enagás Altamira	34	-
Total corrientes	3.010	6.300

9. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Tal y como se indica en la Nota 3.f, la sociedad Enagás, S.A. durante el ejercicio 2010 consideró las participaciones que poseía en el capital de las sociedades filiales Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A. como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Lo anterior se derivó de la firma del contrato entre REN Gasodutos, S.A., Enagás, S.A., Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A. suscrito el 17 de diciembre de 2010 y relativo a la desvinculación de la sociedad Enagás, S.A. de la dimensión portuguesa del proyecto conjunto de aprovisionamiento de gas natural a Portugal y España.

En dicho contrato se establecía que Enagás, S.A. adquiriría a las filiales portuguesas la capacidad de transporte y posteriormente cedía dichas capacidades a la sociedad REN Gasodutos, S.A. con efectos 1 de enero de 2010.

Dicha desvinculación estaba sometida a la previa autorización de la Autoridad de Competencia portuguesa en los términos de la Ley portuguesa 18/2003, la cual actuaba como condición suspensiva.

La mencionada condición suspensiva también afectaba a otros aspectos de la transacción como son la compensación de créditos entre las filiales portuguesas y la sociedad Enagás, S.A., el reembolso de préstamos de accionistas, la amortización de las acciones y la cesión de la relación entre la sociedad Enagás, S.A. y las sociedades Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A. y Gasoduto Braga-Tuy, S.A.



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

El desglose por naturaleza de los epígrafes "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" del balance de Situación Consolidado a 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

<u>Activo</u>	<u>31.12.2010</u>
ACTIVOS NO CORRIENTES	14.202
Activos intangibles	14.202
ACTIVOS CORRIENTES	17.134
Otros activos financieros corrientes	9.606
Otros activos corrientes	4.536
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.992
TOTAL GENERAL	31.336

<u>Pasivo</u>	<u>31.12.2010</u>
PATRIMONIO NETO	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.036
Pasivos financieros no corrientes	2.036
PASIVOS CORRIENTES	3.821
Pasivos financieros corrientes	2.036
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	294
Otros pasivos corrientes	1.491
TOTAL GENERAL	5.857

Cabe mencionar que con fecha 25 de enero de 2011 el Organismo Regulador de Competencia de Portugal resolvió la cláusula suspensiva existente en los acuerdos de desvinculación con las sociedades portuguesas descritos anteriormente, a favor de considerar aceptable la operación y, por tanto, efectiva en el ejercicio 2011. De este modo, durante el primer trimestre del ejercicio 2011, la sociedad Enagás, S.A. registró la mencionada operación societaria así como todos los efectos asociados a los acuerdos de desvinculación firmados.

10. Existencias

Cabe mencionar que a 31 de diciembre de 2011 Enagás, S.A. como Gestor Técnico del Sistema mantenía el control de, aproximadamente 667 GWh de Gas de Maniobra necesario para posibilitar la operación del sistema gasista tal y como establece la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007 de 28 de diciembre. Este gas no está reflejado en los estados financieros por ser un gas a disposición del Sistema, no propiedad de Enagás, S.A.

Por otro lado, la Sociedad mantiene registrados 13.785 miles de euros (5.328 miles de euros en el ejercicio 2010) correspondientes a existencias no relacionadas con gas natural que incluyen, entre otros elementos, materiales de oficina y material para consumo.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

11. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Activos por impuestos corrientes

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

	31.12.2011	31.12.2010
Clientes por ventas y prestación de servicios	35.486	46.520
Empresas del grupo, deudores	1.837	1.286
Deudores varios	423.995	297.670
Activos por impuestos corrientes	83.706	21.007
Total	545.024	366.483

El saldo de 1.837 miles de euros de "Empresas del Grupo, deudores" corresponde principalmente a Gasoducto Al-Andalus, S.A. por importe de 741 miles de euros, y a Gasoducto de Extremadura, S.A. por importe de 884 miles de euros. Ambos saldos corresponden a los servicios de transporte de gas a Galp Gas Natural, S.A. pendientes de cobro a la fecha, consolidados proporcionalmente aplicando el porcentaje de participación de Enagás, S.A. en dichas Sociedades.

Dentro del epígrafe "Deudores varios", la Sociedad Enagás, registra el saldo pendiente de liquidación correspondiente a la retribución de actividades reguladas de regasificación, transporte y almacenamiento como transportista del ejercicio 2011 por importe de 271.343 miles de euros, así como el saldo pendiente correspondiente a la retribución de la actividad de Gestor Técnico por importe de 1.605 miles de euros, lo que supone un saldo pendiente de cobro del 2011 de 272.948 miles de euros.

Así mismo durante el ejercicio 2011 se ha recibido la liquidación definitiva pendiente del ejercicio 2009, reconociéndose a favor de Enagás, S.A. una desviación acumulada en dicho periodo por importe de 57.094 miles de euros.

Adicionalmente, dentro del epígrafe "Deudores varios", el Grupo Enagás registra los saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía, regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003. Dicha tasa grava las mercancías de los cargamentos de gas natural que los agentes descargan en las plantas de regasificación, entre otras, las que Enagás, S.A. es titular en los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva. A 31 de diciembre de 2011 el saldo de dichos saldos pendientes de cobro asciende a 8.029 miles de euros, de los que 7.573 miles de euros se encuentran en litigio con algunas de las comercializadoras y, concretamente, 6.195 miles de euros tienen una antigüedad superior a 1 año a 31 de diciembre de 2011.

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

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

Ante esta situación, Enagás, S.A. mantiene reclamaciones económico-administrativas al objeto de que se ratifique la adecuación a derecho de sus propios actos por la totalidad de los importes pendientes de cobro. Debemos indicar que el criterio sostenido por Enagás, S.A. ha sido ratificado de forma expresa por

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

la Autoridad Portuaria de Huelva, mediante resolución dictada en fecha 3 de mayo de 2007, que al igual que las Autoridades Portuarias de Cartagena y de Barcelona, considera sin reserva alguna que la opción ejercitada por Enagás, mediante la cual se acogió al nuevo régimen económico tributario establecido en la Ley 48/2003, no es extemporánea. Así mismo, la totalidad de las Resoluciones dictadas por diferentes tribunales Económico-Administrativo regionales estiman favorables las reclamaciones interpuestas por la Sociedad Enagás, S.A. ante la negativa de las Comercializadoras de pagar el importe total de las facturas por concepto de las Tasas Portuarias de la mercancía y por servicios generales.

Por otro lado, la Dirección del Grupo reconoce el riesgo existente de que el resto de Comercializadoras que actualmente están realizando el pago de la totalidad de las tasas que les repercute Enagás, S.A., puedan solicitar la devolución del 50% de las mismas, en caso de fallo en contra de Enagás, S.A. de las reclamaciones económico-administrativas interpuestas. Los importes abonados a Enagás, S.A. por estas comercializadoras con las que actualmente no existen litigios por estos conceptos ascienden, a 31 de diciembre de 2011, a 44.670 miles de euros, de los cuales el 50% -22.335 miles de euros- se encontrarían en la situación descrita.

No obstante lo anterior, la Dirección del Grupo considera que el riesgo de no recuperación de estos importes, con la información disponible a la fecha, no es probable, por lo que no se ha provisionado importe alguno por este concepto, si bien se continuará con el seguimiento correspondiente de las reclamaciones interpuestas durante el ejercicio 2011.

La cuenta de Administraciones públicas a 31 de diciembre de 2011 recoge básicamente el saldo deudor por IVA de la sociedad matriz Enagás, S.A. al ser el IVA soportado mayor que el devengado debido en parte a operar Enagás, S.A. como Depósito fiscal y las retenciones y pagos a cuenta del Impuesto sobre Sociedades pagados por la sociedad (ver Nota 22).

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

Riesgo de crédito

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

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

12.- Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

	2011	2010
Tesorería	25.074	18.961
Otros activos líquidos	1.402.249	1.068.090
Total	1.427.323	1.087.051

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

13. Patrimonio neto y Fondos propios

13.1 Capital Social

A 31 de Diciembre de 2011 y 2010 el capital social de la sociedad dominante asciende a 358.101 miles de euros y está representado por 238.734.260 acciones ordinarias, al portador, de 1,5 euros de valor nominal, todas ellas de una misma clase y serie y desembolsadas en su totalidad.

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 el 30 de diciembre de 2011 de las acciones de la Sociedad Enagás, S.A. se situó en 14,290 euros, alcanzándose el máximo cierre del año el 2 de mayo con un precio de 16,830 euros por acción.

Al cierre del ejercicio 2011 y 2010 ninguna empresa poseía una participación superior al 5% del capital social de la Sociedad. Las participaciones más significativas en el capital social de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2011 son las siguientes:

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

La sociedad Cantábrica Inversiones de Cartera S.L., es sociedad filial de la Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur).

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

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

El Grupo no dispone de autocartera.

13.2 Reservas

Reserva legal

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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

Así mismo, en el ejercicio 2011 las sociedades Gasoducto Al-Andalus, S.A. y Gasoducto de Extremadura, S.A. también tenían dotada en su totalidad dicha reserva legal.

13.3 Dividendo a cuenta entregado

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2011 de la sociedad matriz Enagás, S.A., que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación es la siguiente:

	Miles de euros
Dividendo	237.018
Reserva voluntaria	121.657
	358.675

El Consejo de Administración de Enagás, S.A. en reunión celebrada el día 21 de noviembre de 2011 acordó distribuir un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2011 por importe de 90.958 miles de euros (0,381 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 el 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 2011, fueron los siguientes:

	Miles de euros	
	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2011	Estado contable provisional formulado el 31 de octubre de 2010
Resultado consolidado neto Grupo	301.689	284.655
10% Reserva Legal	-	-
Resultado "disponible" para distribución	301.689	284.655
Previsión del pago a cuenta	(90.958)	(74.485)
Previsión de tesorería Grupo entre el 31 de Octubre y el 31 de Diciembre:		
- Saldo de tesorería	1.437.720	1.033.621
- Cobros proyectados en el periodo considerado	139.000	149.000
- Líneas de crédito y préstamos concedidos por Entidades Financieras	609.000	1.005.000
- Pagos proyectados en el periodo considerado (Incluido el pago a cuenta)	(269.030)	(261.390)
Saldo previsto de tesorería	1.916.690	1.926.231

El pago del dividendo a cuenta mencionado anteriormente se realizó el 21 de diciembre de 2011.

El dividendo bruto complementario propuesto (0,612 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

13.4 Ajustes por cambio de valor

Operaciones de cobertura

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

Los movimientos producidos en estas operaciones en los ejercicios 2011 y 2010 son los siguientes:

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

	Miles de euros			
	01.01.2010	Variación en el valor de mercado	Imputación a resultados	31.12.2010
Cobertura de flujos de efectivo	(17.390)	(3.992)	17.682	(3.700)
Impuestos reconocidos en patrimonio	5.216	1.198	(5.305)	1.109
Total	(12.174)	(2.794)	12.377	(2.591)

14. Beneficio por acción

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

De acuerdo con ello:

	2011	2010	Variación
Resultado neto del ejercicio (miles de euros)	364.643	333.481	9,34%
Número medio ponderado de acciones en circulación (miles de acciones)	238.734	238.734	-
Beneficio básico por acción en euros	1,5274	1,3969	9,34%

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 2011 y 31 de diciembre de 2010 acciones ordinarias potenciales, el beneficio básico por acción y diluido coinciden.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

15. Provisiones y pasivos contingentes

15.1 Provisiones

Los Administradores del Grupo Enagás consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados. Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

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

El movimiento que ha tenido lugar en el saldo de este epígrafe de los Estados Financieros durante el ejercicio 2011 ha sido el siguiente:

Provisiones a largo plazo	01.01.2011	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Reclasificaciones	31.12.2011
Otras responsabilidades	5.250	3.166	-	(5.250)	3.294	6.460
Desmantelamiento	29.102	55.114	826	-	-	85.042
Total a largo plazo	34.352	58.280	826	(5.250)	3.294	91.502

Provisiones a corto plazo	01.01.2011	Dotaciones	Actualización	Aplicaciones	Reclasificaciones	31.12.2011
Otras responsabilidades	3.294	-	-	-	(3.294)	-
Total a corto plazo	3.294	-	-	-	(3.294)	-

Las partidas más importantes de las dotaciones realizadas durante el ejercicio 2011 corresponden a los siguientes conceptos:

- Otras responsabilidades. En el ejercicio 2011 la sociedad Enagás, S.A. ha dotado 3.294 miles de euros correspondientes a litigios que tiene la sociedad Enagás, S.A. por reclamaciones comerciales con las sociedades Iberdrola, Shell, Unión Fenosa, Cepsa y GDF Suez.
- Costes de desmantelamiento. Cabe destacar la dotación de 53.380 miles de euros correspondientes a la provisión de desmantelamiento del almacenamiento subterráneo de Gaviota, así como 1.574 miles de euros de la provisión registrada por la sociedad TLA, al porcentaje de participación, como costes de desmantelamiento de las instalaciones de la Planta de Regasificación propiedad de dicha compañía. Las actualizaciones financieras de los costes de desmantelamiento del Almacenamiento Subterráneo de Yela y Serrablo propiedad de la sociedad Enagás, S.A. y los de desmantelamiento de la Planta de Regasificación de BBG se han incluido en la columna de actualizaciones (ver Nota 3.b).

15.2 Contingencias

Cabe destacar que existen los siguientes pasivos contingentes para el Grupo a 31 de diciembre de 2011:

- Saldos pendientes de cobro con las comercializadoras de gas por la tasa de mercancía regulada en el artículo 24 de la Ley 48/2003 (ver Nota 11).
- Expediente en vía administrativa con la Cámara de Comercio de Madrid por el recurso cameral sobre el Impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2007 y 2008, y expediente en contencioso administrativo por el recurso cameral sobre el impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2005 y 2006.



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

- Expediente en vía contencioso administrativa con la Agencia Estatal Tributaria por Actas de inspección en concepto de IVA a la importación para los ejercicios 2004 y 2005, (ver Nota 22.8).
- Expediente en vía contencioso administrativa con el Ayuntamiento de Godella (Valencia) por la tasa de la licencia urbanística y el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras giradas por dicho ayuntamiento.
- Expediente en vía administrativa con el Ayuntamiento de Yela (Guadalajara) por la tasa de la licencia urbanística y el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras giradas por dicho ayuntamiento.

16. Pasivos financieros

16.1 Pasivos financieros no corrientes

El saldo de las cuentas del epígrafe "Pasivos financieros no corrientes" al cierre del ejercicio 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a largo plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Débitos y partidas a pagar	2.610.164	2.496.871	695.043	1.165.548	13.894	14.678	3.319.101	3.677.097
Pasivos a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias								
- Mantenidos para negociar	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados	-	-	-	-	3.964	1.037	3.964	1.037
Total	2.610.164	2.496.871	695.043	1.165.548	17.858	15.715	3.323.065	3.678.134

El detalle por vencimientos de los Débitos y partidas a pagar del epígrafe "Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero" y "Derivados y otros", así como el vencimiento de los Derivados es el siguiente:

Ejercicio 2011

	2013	2014	2015	2016 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	498.813	196.230	695.043
Deudas con entidades de crédito	464.628	455.321	122.211	1.568.004	2.610.164
Arrendamiento financiero	-	-	-	-	-
Derivados	3.358	606	-	-	3.964
Otros	8.213	758	1.093	3.830	13.894
Total	476.199	456.685	622.117	1.768.064	3.323.065

Ejercicio 2010

	2012	2013	2014	2015 y siguientes	Total
Obligaciones y otros valores negociables	499.028	-	-	666.520	1.165.548
Deudas con entidades de crédito	421.074	656.394	348.162	1.071.241	2.496.871
Arrendamiento financiero	-	-	-	-	-
Derivados	1.037	-	-	-	1.037
Otros	11.245	677	677	2.079	14.678
Total	932.384	657.071	348.839	1.739.840	3.678.134

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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	-	8.721	-	8.721
Total	-	8.721	-	8.721

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.

A 31 de diciembre de 2011 la Sociedad tenía concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 524 millones de euros con un límite de 711 millones (155 millones de euros en el ejercicio 2010 con un límite de 690 millones) y se encuentra en proceso de renovación de las principales pólizas con vencimiento en 2012. Así mismo, tenía concedidos 175 millones de euros en préstamos no dispuestos (725 millones de euros en el ejercicio 2010).

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

El tipo de interés anual medio del ejercicio 2011 para los préstamos y obligaciones del Grupo ha sido del 2,41% sin coberturas ni comisiones y del 2,69% con coberturas y comisiones (2,04% y 2,52% respectivamente en 2010).

Los préstamos y créditos corrientes, pólizas corrientes de la Sociedad Matriz se encuentran denominados en euros y han devengado un tipo de interés anual medio en el ejercicio 2011 de 1,91% sin coberturas ni comisiones y de 2,27% con coberturas y comisiones.

Los Administradores estiman que el valor del diferencial del valor de mercado de las deudas con entidades de crédito al 31 de diciembre de 2011, calculado mediante el descuento de los flujos de caja futuros, a los tipos de interés de mercado, asciende a 5.111 millones de euros (4.748 millones de euros en el ejercicio 2010 y 3.915 millones de euros en el ejercicio 2009). La curva de tipos de interés utilizada para dicho cálculo tiene en cuenta los riesgos asociados al sector así como la calidad crediticia de Enagás, S.A. La sensibilidad del mencionado valor de mercado ante fluctuaciones de los tipos de cambio y de interés es la siguiente:

	Millones de Euros	
	Variación tipos de interés	
	0,25%	-0,25%
Variación en el valor de la deuda	45,8	-46,4

Dentro de Débitos y partidas a pagar, en la clase de Derivados y otros, se recoge por un lado 5.837 miles de euros correspondientes a los ajustes previstos recogidos en el Acta de Inspección del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 1995 a 1998, actualizado a 31 de diciembre de 2010, (5.682 miles de euros en el ejercicio 2010).

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

diciembre de 2011, 2.164 miles de euros se encuentran a largo plazo y 466 miles de euros se encuentran registrados a corto plazo.

Así mismo, se incluye el préstamo con la Secretaría General de Industria, el cual forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de diseño y desarrollo de un banco de calibración de contadores de gas de alta presión", que está llevando a cabo la Sociedad Enagás, S.A. El importe total del préstamo concedido es de 1.100 miles de euros, distribuido en 600 miles de euros para el año 2007 y 500 miles de euros para el año 2008. Durante el mes de diciembre de 2007 y 2008 se dispuso de la financiación concedida para cada año. En mayo de 2009 la Secretaría General de Industria comunicó a Enagás, S.A. que debía reembolsar 204 miles de euros correspondientes al préstamo recibido en 2007 para ajustar la ayuda recibida con la cantidad real invertida. Dicha devolución se efectuó en el mes de octubre de ese año. En 2011 se han amortizado 57 miles de euros y a 31 de diciembre de 2011, 711 miles de euros se encuentran a largo plazo y 128 miles de euros están registrados a corto plazo.

Se incluyen también dentro de este epígrafe el préstamo con la Secretaría General de Energía, que forma parte de las ayudas previstas por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio dentro del mismo Plan mencionado anteriormente. Dicho préstamo está asociado al "Proyecto de la Planta de Generación Eléctrica de Huelva", que está llevando a cabo la sociedad Enagás, S.A. El importe total del préstamo concedido es de 3.598 miles de euros distribuido en cuatro anualidades. Durante los ejercicios 2009 y 2010 se dispuso de 1.256 millones de euros correspondientes a las tres primeras anualidades (2008-2010). En noviembre de 2010 la Secretaría General de Energía comunicó a Enagás, S.A. que debía reembolsar 108 miles de euros correspondientes al préstamo de 2009 para ajustar la ayuda recibida con la cantidad real invertida. Dicha devolución se efectuó en el mes de abril de 2011. En diciembre de 2011 se ha dispuesto de la última anualidad por un importe total de 2.342 miles euros. A 31 de diciembre de 2011 se encuentran a corto plazo 22 miles de euros y a largo plazo 3.468 miles de euros

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

Por último, en la clase de Derivados y otros, dentro de Débitos y partidas a pagar, la sociedad Enagás, S.A. en el ejercicio 2011 ha pasado a reconocer un importe de 1.714 miles de euros como Proveedores de Inmovilizado a largo plazo.

Así mismo, dentro de la categoría de Derivados se han registrado los derivados de cobertura de flujos de efectivo contratados por la compañía para los periodos 2009-2012, 2010-2013 y 2011-2014 (ver Nota 19).

A 31 de diciembre de 2011, la sociedad Enagás, S.A. no tiene emisiones, recompras o reembolsos de valores representativos de deuda ni otras emisiones garantizadas.

Entre los hechos más significativos del área financiera cabe destacar:

- Disposición de 350 millones de euros correspondientes al Tramo A del préstamo de 1.000 millones del BEI, bajo la modalidad de garantía bancaria.
- Renovación de la póliza de crédito con Caixabank por importe de 150 millones de euros y vencimiento en 2014.
- Disposición de 200 millones de euros correspondientes al Tramo D del préstamo de 1.000 millones del BEI, bajo la modalidad de riesgo directo.
- Renovación y ampliación de la póliza de crédito con Banesto por 75 millones de euros.
- Renovación de la póliza de crédito por 25 millones de euros y del préstamo por 100 millones de euros con BBK con vencimiento en 2014.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

Adicionalmente, en mayo de 2011 Enagás ha formalizado un programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe máximo de €1.000 millones e inscrito en la Irish Stock Exchange. Banesto es el arranger (coordinador de la operación) del programa, entidad que junto con 10 bancos más, actúan como dealers (intermediarios) designados. A 31 de diciembre de 2011 el saldo dispuesto del programa es de 455 millones de euros.

16.2 Pasivos financieros corrientes

El saldo de las cuentas del epígrafe "Pasivos financieros corrientes" al cierre del ejercicio 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases Categorías	Instrumentos financieros a corto plazo							
	Deudas con entidades de crédito y arrendamiento financiero		Obligaciones y otros valores negociables		Derivados y otros		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Débitos y partidas a pagar	622.218	687.372	975.767	21.717	3.706	9.853	1.601.691	718.942
Pasivos a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias								
- Mantenidos para negociar	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	4.853	11.905	4.853	11.905
Derivados								
Total	622.218	687.372	975.767	21.717	8.559	21.758	1.606.544	730.847

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

- Intereses de deudas con entidades de crédito vinculadas por importe de 227 miles de euros en el ejercicio 2011 (458 miles de euros en el ejercicio 2010).
- Deudas a corto plazo con la Secretaría General de la Energía y Secretaría General de Industria por 617 miles de euros (ver Nota 16.1).
- La cantidad a corto plazo del préstamo que la filial Gasoducto Al-Andalus, S.A. ha recibido de Galp Gas Natural por un importe de 3.115 miles de euros. Cabe destacar que la filial Gasoducto de Extremadura, S.A. ha cancelado el préstamo recibido de Galp Gas Natural en el ejercicio 2011.
- Otras partidas pendientes de aplicación de -253 miles de euros (124 miles de euros en el ejercicio 2010).

16.3 Deudas con empresas del grupo y asociadas

Dentro del epígrafe "Deudas con empresas del grupo y asociadas a l/p" el importe de 657 miles de euros corresponde a la parte proporcional integrada en el Grupo del préstamo concedido al Grupo Enagás Altamira. Así mismo, el importe de 4.746 miles de euros del epígrafe "Deudas con empresas del grupo y asociadas a c/p" corresponde al préstamo concedido por la sociedad Gasoducto Escombreras, S.L.U. a la sociedad Enagás, S.A.

17. Otros pasivos no corrientes

El movimiento de este epígrafe del Balance de Situación Consolidado adjunto durante el ejercicio 2011 y 2010 ha sido el siguiente:

Miles de Euros	Canon Gasoducto de Extremadura, S.A.	Canon Gasoducto Al-Andalus, S.A.	Total
Saldo al 1 de enero de 2010	10.453	23.709	34.162
Altas/Bajas/Imputación a resultados	(951)	(2.155)	(3.106)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	9.502	21.554	31.056
Altas/Bajas/Imputación a resultados	(950)	(2.155)	(3.105)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	8.552	19.399	27.951

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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

La Sociedad Enagás, S.A. 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. (Ver nota 3-n.)

Durante el ejercicio 2006 se procedió a reconocer la periodificación de los ingresos por conexiones a la Red Básica. Así, el movimiento registrado por este concepto en 2010 es el siguiente:

Miles de Euros	Conexiones a la Red Básica
Saldo al 31 de diciembre de 2010	48.034
Altas	2.501
Bajas/Imputación a resultados	(2.497)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	48.038

18. Política de gestión de riesgos y capital

18.1 Información cualitativa.

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

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

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



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

Riesgo de tipo de interés

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

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

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

Riesgo de liquidez

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

Riesgo de crédito

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

18.2 Información cuantitativa.

a) Riesgo de tipo de interés:

	2011	2010
Porcentaje de deuda financiera referenciada a tipos protegidos	71%	70%

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

	Millones de euros	
	Variación tipos de interés	
	1,00%	-1,00%
Variación en gasto financiero	26,2	-26,2

Por otro lado, en relación a la deuda financiera referenciada a tipo variable, la estimación del impacto en patrimonio neto de los derivados contratados por similares variaciones en el tipo de mercado no implicarían variaciones significativas a lo largo del ejercicio 2012.

18.3 Gestión de capital.

El Grupo, y concretamente su sociedad matriz, Enagás, S.A., como entidad intensiva en capital e inversión en infraestructuras dentro de un entorno regulado, mantiene una gestión de capital a nivel corporativo enfocada a conseguir una estructura financiera que optimice el coste para mantener una sólida posición financiera. Para ello, sin estar sujeta a requisitos externos de capital, se busca en todo momento un acceso a los mercados financieros al coste más competitivo posible para cubrir las posibles

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

necesidades de financiación del plan de inversiones sin que ello suponga una modificación de la política de dividendos del Grupo.

Durante el ejercicio 2011 no se han producido cambios en la gestión del capital respecto al ejercicio 2010. En su conjunto, la Estructura financiera del Grupo está formada por el patrimonio atribuido a los accionistas de la Sociedad Dominante (comprende capital, prima de emisión, resultados acumulados y otros) la deuda financiera, y el efectivo y otros activos líquidos. En este sentido, el Grupo aporta en las notas 15 a 17 los aspectos cuantitativos relacionados con la totalidad de la deuda y pasivos que gestiona que forman su estructura financiera, junto con las políticas de gestión de los riesgos asociados a la misma. En dichas notas se especifican las características de la mencionada posición financiera así como la situación de solidez, objetivo de la política de gestión del capital mencionada en el párrafo inicial de este apartado. Así mismo, dichas notas se completan indicando el nivel de los ratings crediticios de las principales agencias (ver Nota 33). El seguimiento de dichos ratings es una de las medidas utilizadas para tomar las decisiones oportunas.

19. Instrumentos financieros derivados

La Sociedad Enagás, S.A. utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos a los que se encuentran expuestas sus actividades, operaciones y flujos de efectivo futuros. En el marco de dichas operaciones, la Sociedad ha contratado determinados swaps de tipo de interés (IRS) en condiciones de mercado durante el ejercicio 2011.

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

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

El valor razonable a 31 de diciembre de 2011 y 2010 de dichos derivados de cobertura es:

Ejercicio 2011

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado (miles de euros)	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
					Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	250.000	noviembre-2012	-	1.952
Cross Currency Swap	Cobertura de tipos de interés / tipo de cambio	Fijo a Variable	147.514	septiembre-2039	51.985	-
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	250.000	agosto-2013	36	1.299
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	150.000	noviembre-2014	-	1.548
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	200.000	abril-2014	-	1.411
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	200.000	enero-2014	-	2.336
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	150.000	diciembre 2014	86	175
Total			1.347.514		52.107	8.721

Al cierre del ejercicio 2011 el importe registrado en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias correspondiente a los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo (Swap tipo de interés) ascendió a (9.727) miles de euros.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2010

Denominación	Clasificación	Tipo	Importe contratado (miles de euros)	Vencimiento	Valor razonable (miles de euros)	
					Activo	Pasivo
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	60.000	junio-2011	-	828
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	170.000	noviembre-2011	-	4.585
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	200.000	mayo-2011	-	2.564
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	250.000	noviembre-2012	-	3.027
Cross Currency Swap	Cobertura de tipos de interés / tipo de cambio	Fijo a Variable	147.514	septiembre-2039	23.054	-
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	250.000	agosto-2013	2.364	578
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	150.000	noviembre-2014	1.705	-
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	200.000	abril-2014	2.115	150
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	100.000	mayo-2013	411	215
Swap tipo de interés	Cobertura de tipos de interés	Variable a fijo	200.000	diciembre-2013	1.002	995
Total			1.727.514		30.651	12.942

Al cierre del ejercicio 2010 el importe registrado en la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a estos instrumentos de cobertura ascendió a (17.682) miles de euros.

20. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

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

	31.12.2011	31.12.2010
Deudas con empresas del Grupo	851	8.188
Resto de proveedores	341.121	323.807
Otros acreedores	4.741	4.921
Pasivo por impuesto corriente (ver Nota 22.2)	19.739	9.737
Total	366.452	346.653

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

	Pagos realizados y pendientes de pago en la fecha de cierre del ejercicio	
	2011	
	Importe	%
Realizados dentro del plazo máximo legal	563.362	65,48
Resto	296.988	34,52
Total pagos del ejercicio	860.350	100%
PMPE (días) de pagos	9,78	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	14.376	

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

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

En el apartado "aplazamientos que sobrepasan el plazo máximo legal", cuyo monto asciende a 14.376 miles de euros (29.692 miles de euros en el ejercicio 2010), hay que tener en cuenta que la cantidad de 3.689 miles de euros (12.287 miles de euros en el ejercicio 2010) es debida a pagos bloqueados por la Sociedad, al no haber cumplido el proveedor alguno de los requisitos contractuales, tratarse de retenciones de garantía no vencidas o ser cantidades retenidas judicialmente.

El plazo máximo legal de pago aplicable a la Sociedad Enagás, S.A. en el ejercicio 2011 según la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, es de aproximadamente 85 días; en la obtención de datos para calcular el aplazamiento que sobrepasa el plazo máximo legal, hemos incluido todo aquel documento no pagado de acuerdo con las condiciones contractuales, incluyendo aquellas por las que se establecen pagos por debajo de ese máximo legal.

21. Planes de aportación definida

El Grupo mantiene planes de pensiones de aportación definida que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad 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 la Entidad al Plan de Pensiones por este concepto han ascendido a 2.220 miles de euros en el ejercicio 2011 (2.191 miles de euros en el ejercicio 2010), que se encuentran registrados en el epígrafe "Gastos de Personal" de la Cuenta de Resultados Consolidada adjunta.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

22. Situación fiscal

22.1 Declaración fiscal

Tanto la sociedad matriz, Enagás, S.A., como las sociedades filiales Gasoducto Al-Andalus, S.A., Gasoducto de Extremadura, S.A., Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., Gasoducto Braga-Tuy, S.A. y Bahía Bizkaia Gas, S.L. tributan en régimen de declaración individual.

22.2 Saldos mantenidos con la Administración Fiscal

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

	Miles de Euros	
	2011	2010
Saldos Deudores:		
Impuesto sobre el Valor Añadido	23.457	19.297
Impuesto sobre las ganancias	60.249	1.710
Total	83.706	21.007
Saldos Acreedores:		
Impuesto sobre las ganancias	3.863	2.740
Impuesto sobre el Valor Añadido	-	-
Otros	15.876	6.997
Total	19.739	9.737

Cabe destacar que la cuota diferencial del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2011 de la sociedad Enagás, S.A. es negativa por lo que la sociedad no ha registrado ningún pasivo por este concepto con la Administración Pública en dicho ejercicio (ver Notas 22.3 y 22.7).

Al cierre del ejercicio se habían pagado 33.879 miles de euros (52.832 miles de euros en el ejercicio 2010) a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por Impuesto sobre Sociedades, correspondiendo a las Sociedades Enagás, S.A. 28.409 miles de euros (48.012 miles de euros en el ejercicio 2010), a Gasoducto Al-Andalus, S.A. 3.203 miles de euros (2.664 miles de euros en el ejercicio 2010), y a Gasoducto de Extremadura, S.A. 2.267 miles de euros (2.156 miles de euros en el ejercicio 2010).

Así mismo, el saldo deudor del epígrafe Impuesto sobre las ganancias corresponde en su mayoría al saldo pendiente de cobro correspondiente al Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2006 derivado de la Inspección Tributaria a la que se ha visto sometida la sociedad Enagás, S.A. sobre dicho ejercicio (ver Nota 22.8) y al saldo pendiente de cobro del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2010.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

22.3 Conciliación del resultado contable y base imponible fiscal

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

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
Resultado contable antes de impuestos	472.287		472.287
Diferencias permanentes:			
Exención doble imposición	-	-	-
Otros (multas e impuestos extranjeros)	64	-	64
Donativos	1.093	-	1.093
Diferencias temporales:			
Con origen en el ejercicio:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	-	-	-
Libertad de amortización Ley 4/2008	-	(238.663)	(238.663)
Subvenciones de capital	-	-	-
Provisión retribuciones al personal	2.180	-	2.180
Provisiones de inmovilizado	944	-	944
Provisiones de litigios	3.500	-	3.500
Provisiones para riesgos y gastos	-	-	-
Otros	83	-	83
Con origen en ejercicios anteriores:			
Libertad de amortización R.D.L. 3/1993	1.077	-	1.077
Libertad de amortización Ley 4/2008	30.067	-	30.067
Subvenciones de capital	-	(359)	(359)
Provisión retribuciones al personal	-	-	-
Provisiones de inmovilizado	-	(248)	(248)
Provisiones de litigios	-	-	-
Provisiones para riesgos y gastos	-	-	-
Otros	63	(2.763)	(2.700)
Compensación de bases imponibles negativas de ejercicios anteriores	-	(72.321)	(72.321)
Base imponible fiscal	511.358	(314.354)	197.004

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

22.4 Impuestos reconocidos en el patrimonio neto

Independientemente de los impuestos sobre beneficios reconocidos en la Cuenta de Resultados Consolidada, en los ejercicios 2011 y 2010 el Grupo ha repercutido en su patrimonio neto consolidado los siguientes importes por los siguientes conceptos:

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

	Miles de euros		
	Aumentos	Disminuciones	Total
Por impuesto corriente:			
Gastos de ampliación de capital	-	-	-
Gastos de reducción de capital	-	-	-
Otros	-	-	-
Total impuesto corriente	-	-	-
Por impuesto diferido:			
Con origen en el ejercicio:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	10.897	(15.004)	(4.107)
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Con origen en ejercicios anteriores:			
Activos disponibles para la venta	-	-	-
Valoración de otros activos financieros	-	-	-
Actualización de deuda con la Admón.	-	-	-
Total impuesto diferido	10.897	(15.004)	(4.107)
Total impuesto reconocido directamente en Patrimonio	10.897	(15.004)	(4.107)

22.5 Conciliación entre resultado contable y gasto por impuesto sobre sociedades

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

	2011	2010
Resultado contable antes de impuestos	520.329	472.287
Cuota al 30%	156.099	141.686
Impacto diferencias permanentes	848	347
Deducciones:		
Por doble imposición	(3.109)	(3.005)
Por inversión en gastos de I+D+i	(1.392)	(1.274)
Por gastos en formación	(19)	(16)
Por contribuciones al fondo de pensiones	-	(22)
Por donativos	(628)	(383)
Efecto de la aplicación de distintos tipos impositivos	1.026	(150)
Efecto de la eliminación de consolidación contra patrimonio	3.039	2.935
Ajustes a la imposición sobre beneficios	(178)	(1.312)
Total gasto por impuesto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias	155.686	138.806

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

22.6 Desglose del gasto por impuesto sobre sociedades

El desglose del gasto por impuesto sobre sociedades de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

	Enagás, S.A.	G.Al-Andalus, S.A.	G. de Extremadura, S.A.	G. Campo Maior Leiria Braga, S.A.	G. Braga Tuy, S.A.	Bahía de Bizkaia Gas, S.L.
Impuesto corriente:						
Por operaciones continuadas	50.434	2.788	1.922	506	252	1.267
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido:						
Por operaciones continuadas	82.949	-	-	-	-	-
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Ajustes en la imposición sobre beneficios:						
Por operaciones continuadas	(1.312)	-	-	-	-	-
Por operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Total gasto por impuesto	132.071	2.788	1.922	506	252	1.267

22.7 Activos y Pasivos por impuesto diferido

El detalle del saldo de los Activos y Pasivos por impuesto diferido de los ejercicios 2011 y 2010 son los siguientes:

	2011	2010
Diferencias temporarias (Impuestos anticipados):		
Subvenciones de capital y otras	688	796
Provisión por retribuciones al personal	3.742	3.339
Provisión inmovilizado	2.131	1.900
Provisiones litigios	2.001	1.050
Derivados	3.325	3.390
Provisiones para riesgos y gastos	-	1.575
Otros	3.922	2.703
Bases imponibles negativas	-	-
Deducciones pendientes y otros	13.596	20.661
Total activos por impuesto diferido	29.405	35.414

	2011	2010
Pasivos por impuesto diferido:		
Amortización acelerada	427	427
Libertad de amortización	370.847	211.820
Derivados	889	2.279
Otros	14.632	138
Total pasivos por impuesto diferido	386.795	214.664

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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

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

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

Así mismo, durante el ejercicio 2011, la sociedad Enagás, S.A. se ha acogido al incentivo fiscal de libertad de amortización establecido en el Real Decreto Ley 13/2010 de 3 de diciembre en el que se prorroga el régimen de libertad de amortización para las inversiones nuevas del activo fijo que se afecten a actividades económicas sin condicionarlo al mantenimiento del empleo. Además, se amplía el ámbito temporal de aplicación de este incentivo fiscal hasta el ejercicio 2015.

Como consecuencia de lo anterior, el impuesto diferido creado por la sociedad Enagás, S.A. en el ejercicio 2011 por este concepto ha sido de 138.631 miles de euros, equivalentes a 462.103 miles de euros en base (71.599 miles de euros equivalentes a 238.663 miles de euros en base en el ejercicio 2010).

22.8 Ejercicios pendientes de comprobación y actuaciones inspectoras

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

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

En lo que al Impuesto sobre Sociedades se refiere, para los ejercicios 2004, 2005, 2006 y 2007, la sociedad Enagás, S.A. tiene incoadas Actas de Inspección firmadas en disconformidad por los importes, expresados en miles de euros siguientes:

Ejercicio	Cuota	Intereses	Total
2004	281	86	367
2005	196	51	247
2006	(1.122)	(226)	(1.348)
2007	253	34	287

Sobre las liquidaciones contenidas en las Actas están presentados los recursos correspondientes.

Al cierre del ejercicio 2011 la sociedad Enagás, S.A. tiene abiertos a inspección tributaria los ejercicios 2008, 2009, 2010 y 2011 para los impuestos que le son aplicables, mientras que las filiales españolas tienen abiertos a inspección tributaria los ejercicios legalmente no prescritos.

Así mismo, al 31 de Diciembre de 2011 la sociedad Enagás, S.A. tiene incoadas unas Actas de Inspección en concepto de IVA a la importación por los ejercicios 2002 y 2004, firmadas en disconformidad. Los importes de las mismas, en miles de euros, desglosados en cuota (IVA deducible) e intereses de demora son los siguientes:

Ejercicio	Cuota IVA	Intereses	Total
2002	2.358	326	2.684
2004	410	100	510

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

A la fecha de realización de estos Estados Financieros, están presentados los correspondientes recursos contra las liquidaciones derivadas de dichas Actas.

23. Ingresos

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

Miles de Euros	31.12.2011	31.12.2010
Ingresos por actividades reguladas	1.096.280	965.995
Ingresos por actividades no reguladas	22.163	15.740
Otros Ingresos	18.590	18.830
Ingresos accesorios y de gestión corriente	18.483	18.704
Subvenciones	107	126
Total	1.137.033	1.000.565

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

Miles de Euros	31.12.2011	31.12.2010
Actividades reguladas:		
Enagás, S.A.	1.074.082	945.573
Bahía de Bizkaia Gas, S.A.	22.198	20.422
Actividades no reguladas:		
Gasod. Al-Andalus, S.A.	7.508	7.324
Gasod. de Extremadura, S.A.	5.845	5.701
Grupo Enagás-Altamira	8.810	-
Gasod. Campo Maior- Leiria- Braga, S.A.	-	2.540
Gasod. Braga-Tuy, S.A.	-	175
Total	1.118.443	981.735

24. Gastos

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

	Miles de Euros	
	31.12.2011	31.12.2010
Gastos de personal	66.958	67.194
Otros gastos de explotación	202.281	151.926
Total	269.239	219.120



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

24.1 Gastos de personal

La composición de los gastos de personal es la siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2011	31.12.2010
Sueldos y salarios	59.608	56.991
Indemnizaciones	1.253	4.632
Seguridad Social	12.762	12.329
Otros gastos de personal	6.752	7.204
Aportaciones a fondos de pensiones externos	2.220	2.191
Trabajos para el inmovilizado	(15.637)	(16.153)
Total	66.958	67.194

El Grupo ha procedido a activar gastos de personal, relacionados directamente con proyectos de inversión en curso, en una cuantía de 15.637 miles de euros a 31 de diciembre de 2011 y 16.153 miles de euros a 31 de diciembre de 2010, (Ver nota 6).

Cabe destacar que en el ejercicio 2010 se procedió a efectuar un plan de adecuación de la plantilla que culminó con la realización de 29 prejubilaciones entre el colectivo que tuviera 62 o más años.

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

Categorías	2011	2010
Directivos	63	65
Técnicos	517	507
Administrativos	126	128
Operarios	360	358
Total	1.066	1.058

A 31 de diciembre de 2011 la plantilla del Grupo está compuesta por 1.126 empleados (1.047 empleados en 2010) cuya distribución por grupo profesional y género es como sigue:

Categorías	2011		2010	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	55	9	53	10
Técnicos	404	135	381	128
Administrativos	34	95	35	91
Operarios	380	14	337	12
Total	873	253	806	241

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

24.2 Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe es el siguiente:

	Miles de Euros	
	31.12.2011	31.12.2010
Servicios exteriores:		
Gastos de I+D	1.797	1.674
Arrendamientos y cánones	38.487	37.699
Reparación y conservación	33.309	31.142
Servicios profesionales independientes	21.535	14.074
Transportes	3.770	14.407
Primas de seguros	3.992	3.730
Servicios bancarios y similares	7	103
Publicidad, propaganda y rr.pp	3.955	2.826
Suministros	22.558	20.601
Otros servicios	58.937	9.092
Servicios exteriores	188.347	135.348
Tributos	6.884	4.230
Otros gastos de gestión corriente	-	2
Otros Gastos Externos	9.244	9.052
Variación de las provisiones de tráfico	(2.194)	3.294

24.3 Otra Información

Incluido en el saldo de "Otros gastos generales de explotación" se recogen los honorarios satisfechos por las entidades consolidadas por las auditorías de sus cuentas anuales y otros trabajos de verificación contable y no contable. En el ejercicio 2011, estos gastos ascendieron a 1.783 miles de euros (1.066 miles de euros en el ejercicio 2010) según el siguiente detalle:

Categorías	2011		2010	
	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)	226	10	256	7
Otros servicios de verificación (2)	1.064	-	413	-
Total servicios de auditoría y relacionados	1.290	10	669	7
Otros servicios	483	-	390	-
Total servicios profesionales	483	-	390	-

(1) Servicios de Auditoría: Dentro de este apartado se incluyen los servicios prestados para la realización de las auditorías estatutarias de las cuentas anuales del Grupo por importe de 202 miles de euros y 202 miles de euros en los ejercicios 2011 y 2010, respectivamente, así como los trabajos de revisión limitada de los estados financieros consolidados intermedios y trimestrales.

(2) Otros servicios de verificación relacionados con auditoría: Dicho importe corresponde en su práctica totalidad a los trabajos necesarios para la revisión de la efectividad de los sistemas de control interno y otros trabajos de revisión realizados en relación a información a entregar a organismos Reguladores, principalmente la Comisión Nacional del Mercado de Valores, la Comisión nacional de la Energía y la auditoría de Balance correspondiente al proceso de segregación de la sociedad Enagás, S.A. así como a la elaboración de la documentación necesaria para dicho proceso.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

25. Resultado financiero neto

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

	31.12.2011	31.12.2010
Ingresos de empresas del grupo y asociadas	(129)	287
Ingresos de terceros	34.103	19.426
Ingresos financieros	33.974	19.713
Gastos financieros y gastos asimilados	(1.478)	(4.230)
Intereses de préstamos	(97.365)	(74.059)
Rendimientos atribuibles a las provisiones	(416)	(25)
Gastos financieros	(99.259)	(78.314)
Diferencias de cambio	(333)	-
Resultado financiero neto	(65.618)	(58.601)

La sociedad ha procedido a activar gastos financieros en una cuantía de 26.092 miles de euros a 31 de diciembre de 2011 y 25.259 miles de euros a 31 de diciembre de 2010, (Ver Nota 6).

26. Segmentos de negocio y geográficos

26.1 Criterios de segmentación

La información por segmentos se estructura en función de las distintas líneas de negocio del Grupo (segmentos principales de negocio).

La información sobre segmentos secundarios (segmentos geográficos) no se detalla en esta nota debido a que Enagás, S.A., matriz del grupo, desarrolla sus actividades dentro del territorio español donde todas las regiones están sometidas a los mismos riesgos y rendimientos, no existiendo características entre distintas regiones de las que pudiera derivarse unos resultados distintos a los que se obtienen. Así mismo, la sociedad Enagás, S.A. es la que aporta la mayor parte de los activos, pasivos, ingresos y gastos a los estados financieros consolidados del grupo, de manera que las operaciones que proceden de sociedades localizadas en Europa y Centroamérica no superan entre ambas el 0.75% de las ventas ni el 1.5% de los activos totales del Grupo, requisitos establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera para presentar información por segmentos secundarios.

26.2 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 de la sociedad Enagás, S.A. que tiene en cuenta la naturaleza de servicios y productos ofrecidos.

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

- **Transporte de gas:** actividad principal que consiste en la vehiculización de gas a través de su red de transporte, formada por gasoductos de transporte primario (con presiones máximas de diseño igual o superior a 60 bares) y secundario de gas (con presiones máximas de diseño entre 60 bares y 16 bares) hasta los puntos de distribución, como propietaria de la mayor parte de la red de transporte de gas en España.



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

- **Regasificación:** El gas se transporta desde los países productores en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido (GNL) y se descarga en las plantas de regasificación donde queda almacenado en tanques criogénicos. En estas instalaciones, mediante un proceso físico para el cual normalmente se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta la temperatura del gas natural licuado y, de este modo, se transforma a estado gaseoso. El gas natural se inyecta en los gasoductos para ser transportado por toda la Península.
- **Almacenamiento:** la sociedad Enagás, S.A. opera dos almacenamientos subterráneos: Serrablo, situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca), y Gaviota (almacenamiento off-shore) situado cerca de Bermeo (Vizcaya).

b) Actividad de Gestor Técnico del Sistema

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

c) Actividades no reguladas

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

26.3 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 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 Consolidación		Total Grupo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Ingresos Ordinarios	1.068.436	935.704	11.455	11.217	57.142	53.644	1.137.033	1.000.565
Amortización	281.711	234.574	4.791	4.070	13.096	11.254	299.598	249.898
Resultado de Explotación	550.813	515.800	(7.290)	(5.091)	42.424	20.179	585.947	530.888
Resultado después de Impuestos	348.451	327.905	(5.807)	(3.727)	21.999	9.303	364.643	333.481
BALANCE DE SITUACIÓN	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Total Activo	7.327.950	6.549.829	28.257	26.510	351.192	252.797	7.717.399	6.829.136
Adquisiciones de Inmovilizado	647.270	636.621	10.275	8.947	123.860	127.964	781.405	773.532
Pasivos no corrientes (**)	496.360	286.574	1.346	919	56.633	40.613	554.339	328.106
-Pasivos por impuesto diferido	364.354	209.849	1.323	897	21.118	3.918	386.795	214.664
-Provisiones	83.967	28.691	23	22	7.565	5.639	91.555	34.352
-Otros pasivos no corrientes	48.039	48.034	-	-	27.950	31.056	75.989	79.090
Pasivos corrientes (**)	318.050	284.897	25.116	35.141	19.424	33.026	362.590	353.064
-Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (***)	318.050	284.897	25.116	35.141	19.424	23.875	362.590	343.913
-Otros pasivos corrientes	-	-	-	-	-	9.151	-	9.151

(**) No se incluyen pasivos financieros.

(***) No incluye deudas por impuestos sobre ganancias.



27. Información sobre medio ambiente

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

El Grupo ha integrado la protección del Medio Ambiente dentro de la política y programas estratégicos de la Compañía a través de la implantación de un Sistema de Gestión Ambiental desarrollado y certificado por AENOR, conforme a los requisitos de la norma UNE EN ISO 14001, que garantiza el cumplimiento de la legislación ambiental aplicable y la mejora continua de su comportamiento ambiental en las actividades de las plantas de almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona, Cartagena y Huelva, el almacenamiento subterráneo de Serrablo, las instalaciones de la Red Básica de Gasoductos y la Unidad de Innovación Tecnológica y en el año 2011 se ha obtenido la Certificación según la norma UNE EN ISO 14001 en la Gestión de Proyectos de Desarrollo de Nuevas Infraestructuras en el ámbito de la DGTICO.

En el año 2011, la empresa certificadora AENOR ha emitido los correspondientes informes de auditoría del Sistema de Gestión Ambiental con resultados favorables y concluyendo que el Sistema tiene un grado de desarrollo y madurez que asegura la mejora continua de la Compañía en este campo.

Uno de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico de Prevención y Medio Ambiente (PEMAP), es la obtención de la Certificación según el Reglamento Europeo EMAS (Sistema Comunitario de Gestión y Auditoría Ambiental), promoviendo la mejora del comportamiento ambiental de la Organización. Durante los años 2012 y 2013 se pretende abordar la consecución de dicha Certificación.

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

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

Durante el ejercicio 2011, las actuaciones ambientales han alcanzado inversiones totales incluidas en el activo del Balance de Situación de 23.259 miles de euros (38.777 miles de euros en el ejercicio 2010). Por su parte, los gastos ambientales asumidos por la compañía han ascendido en el ejercicio 2011 a 914 miles de euros registrados en el epígrafe Otros gastos de explotación (1.198 miles de euros en el ejercicio 2010).

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

El grupo no ha percibido durante 2011 ninguna subvención ni ingreso como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente, salvo las mencionadas en la nota 28 referente a los derechos de emisión.

28. Derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Algunas instalaciones de la sociedad Enagás, S.A. y de la sociedad del Grupo, Bahía de Bizkaia Gas, S.L., se encuentran incluidas en el ámbito de la Ley 1/2006, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En la Orden PRE/3420/2007, de 14 de noviembre, el Consejo de Ministros, en su reunión de 2 de noviembre de 2007 y a propuesta de los Ministros de Medio Ambiente, de Economía y Hacienda y de Industria, Turismo y Comercio, ha adoptado el Acuerdo por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones incluidas en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012. Con posterioridad y de

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

conformidad con lo dispuesto por el artículo 19 de la Ley 1/2005 de 9 de marzo por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y que establece la constitución de una reserva de derechos de emisión para nuevas instalaciones y ampliaciones de las existentes, con fecha 25 de enero de 2010 se anunció en el BOE y se publicó en la página Web del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino la propuesta de asignación de derechos de emisión del tercer conjunto de nuevos entrantes del plan 2008-2012. De manera que el total de derechos asignados a la sociedad Enagás, S.A., de forma definitiva y gratuita correspondientes a sus instalaciones, asciende a 2.485.049, (442.763 derechos para el año 2008, 497.394 derechos para el año 2009 y 514.964 derechos para los años 2010, 2011 y 2012), mientras que los asignados a la sociedad Bahía de Bizkaia Gas, S.L. ascienden a 28.005 derechos (5.601 derechos por año).

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

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

Dentro del Grupo, los derechos asignados para el ejercicio 2011 para la sociedad Enagás, S.A., 514.964, fueron valorados a 14,7 euros/derecho, precio spot del primer día hábil del año 2011 del RWE Trading GMBH, lo que supone unas altas del ejercicio de 7.570 miles de euros.

Cabe destacar que el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en su reunión de 23 de Junio de 2008, autorizó la venta escalonada de Derechos de Emisión (EUAs) excedentes de cada año del periodo 2008/2012 y la permuta de Derechos de Emisión por Certificados de Reducción de Emisiones (CERs). En el mes de marzo de 2011 se materializó la venta a futuro firmada en junio de 2010 de 150.000 EUAs a Gas Natural por importe de 2.400 miles de euros. Durante el mes de diciembre de 2011 se ha materializado la venta de 100.000 EUAs a BBVA y 350.000 EUAs a Gas Natural firmada en abril de 2011 por importe de 1.699 y 5.950 miles de euros respectivamente, se ha realizado el intercambio de 16.750 EUAs-CERs valorados a 24,20 euros/CER con el BBVA y 17.000 EUAs-CERs valorados a 23,75 euros/CER con Gas Natural SDG, S.A.

El Grupo Enagás ha consumido 177.891 derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante el ejercicio 2011 y 181.989 derechos consumidos durante el ejercicio 2010.

Los derechos de emisión recibidos de forma gratuita durante el ejercicio 2011 y pertenecientes al PNA 2008-2012 han sido valorados al precio del primer día hábil del año 2011, 14,7 €/derecho. De igual forma los derechos recibidos de forma gratuita durante el ejercicio 2010 fueron valorados al precio del primer día hábil del año 2010, 13,3 €/derecho.

Durante el primer trimestre de 2011, la sociedad Enagás, S.A. 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 2011 la sociedad Enagás, S.A. entregó la cantidad de derechos equivalente a las emisiones verificadas del 2010 para todas las instalaciones referidas.

La sociedad Enagás, S.A., durante el ejercicio 2011, 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.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

29. Operaciones y saldos con partes vinculadas

29.1 Operaciones con partes vinculadas

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

A continuación se indican las transacciones realizadas por el Grupo, durante los ejercicios 2011 y 2010, con las partes vinculadas a éste, distinguiendo entre accionistas significativos, miembros del Consejo de Administración y Directores de la Sociedad 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 2011

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2011				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	2.483	-	-	6.988	9.469
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	-	25.892	28.875	54.767
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	10.679	10.679
Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros gastos	-	1.086	-	-	1.086
Total Gastos	2.483	1.086	25.892	46.540	76.001
Ingresos:					
Ingresos financieros	2.589	-	98	5.426	8.113
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	10.363	-	10.363
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	-	-	10.698	-	10.698
Prestación de servicios de ATR	-	-	-	69.902	69.902
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-	-
Total Ingresos	2.589	-	21.159	75.328	99.076

Ejercicio 2010

Gastos e Ingresos	Miles de Euros				
	31-12-2010				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos:					
Gastos financieros	1.587	-	-	5.880	7.467
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	-	31.506	3.798	35.304
Compra de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	5.081	5.081
Correcciones valorativas por deudas incobrables o de dudoso cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros gastos	-	1.200	-	-	1.200
Total Gastos	1.587	1.200	31.506	14.759	49.052
Ingresos:					
Ingresos financieros	1.067	-	619	4.969	6.655
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-
Transferencias de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	10.019	-	10.019
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	-	-	10.562	-	10.562
Prestación de servicios de ATR	-	-	-	68.230	68.230
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	-	-	-	-
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-
Otros ingresos	-	-	-	-	-
Total Ingresos	1.067	-	21.200	73.199	95.466

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Ejercicio 2011

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

Ejercicio 2010

Otras transacciones	Miles de Euros				
	31-12-2010				
	Accionistas Significativos	Administradores y Directivos	Personas, Sociedades o Entidades del Grupo	Otras Partes Vinculadas	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	35.522	-	35.522
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles y otros	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatarío)	141.107	-	-	260.093	401.200
Contratos de arrendamiento financiero (arrendatario)	-	-	-	-	-
Amortización o cancelación de préstamos y contratos de arrendamiento (arrendatario)	-	-	-	-	-
Garantías y avales prestados	-	-	-	-	-
Garantías y avales recibidos	3.100	-	-	9.605	12.705
Compromisos adquiridos	-	-	-	-	-
Compromisos/garantías cancelados	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	55.723	-	-	-	55.723
Otras operaciones	-	-	-	-	-

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

30. Retribuciones al Consejo de Administración y la Alta Dirección

30.1 Retribuciones salariales

Las retribuciones percibidas durante el ejercicio 2011 y 2010 por los miembros del Consejo de Administración y la alta dirección del Grupo, clasificadas por conceptos, han sido las siguientes:

Ejercicio 2011

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

Ejercicio 2010

	Sueldos ¹	Dietas	Otros conceptos	Planes de pensiones	Primas de seguros	Indemnizaciones por cese
Consejo de Administración	1.478	1.178	58	10	63	-
Alta Dirección	2.180	-	77	62	93	1.074
Total	3.658	1.178	135	72	156	1.074

¹ La retribución fija y la retribución variable anual por objetivos no han variado respecto al ejercicio 2009. Adicionalmente, como incentivo plurianual devengado en varios ejercicios, el Consejo de Administración y la Alta Dirección han percibido en el ejercicio 2010 la cantidad de 924 miles de euros y 1.103 miles de euros respectivamente.

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

CONSEJEROS	Miles de euros	
	2011	2010
D. Antonio Llardén Carratalá, (Consejero Ejecutivo) ¹	1.642	1.600
BANCAJA (Consejero Dominical) ²	20	107
Sagane Inversiones S.L. (Consejero Dominical)	76	76
Bilbao Bizkaia Kutxa (Consejero Dominical)	76	76
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Consejero Dominical)	76	76
Mr. Sultan Hamed Khamis Al Burtamani	53	-
D. Said Al Masoudi (Consejero Dominical)	-	57
Peña Rueda S.L. Unipersonal (Consejero Dominical)	64	64
D. Jesús David Álvarez Mezquíriz (Consejero Independiente)	64	64
D. Dionisio Martínez Martínez (Consejero Independiente)	81	81
D. José Riva Francos (Consejero Independiente)	80	70
D. Ramón Pérez Simarro (Consejero Independiente)	76	76
D. Martí Parellada Sabata (Consejero Independiente)	77	81
D. Antonio Téllez de Peralta (Consejeros Independiente)	-	28
D ^a Teresa García-Milà Lloveras (Consejero Independiente)	76	76
D. Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero Independiente)	64	64
D. Luis Javier Navarro Vigil (Consejero Externo)	76	76
D ^a Isabel Sanchez García (Consejera independiente)	64	42
Total	2.665	2.714

¹ Durante el ejercicio 2011, el Consejero Ejecutivo percibió una retribución fija de 960 miles de euros y una retribución variable de 554 miles de euros, que fueron aprobadas por el Consejo; así mismo, percibe dietas por asistencia al Consejo por importe de 64 miles de euros, así como otros conceptos de retribución en especie por importe de 65 miles de euros, sumando todo ello 1.642 miles de euros. Además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima en el ejercicio ha sido de 34 miles de euros y se han aportado a su plan de pensiones 10 miles de euros.

Durante el ejercicio 2010, la retribución fija anual y la retribución variable anual por objetivos del Consejero Ejecutivo no variaron respecto de 2009. Como incentivo plurianual devengado en varios ejercicios, percibió la cantidad de 924 miles de euros y además dispuso de una póliza de seguro de vida cuya prima fue de 63 miles de euros y se aportaron al plan de pensiones 10 miles de euros.

² De 1 de enero a 21 de febrero de 2011.

31. Otra información referente al Consejo de Administración

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

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 2011 son las siguientes:

CONSEJERO	SOCIEDAD	Nº ACCIONES	% PARTICIPACIÓN
BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa)	Iberdrola, S.A.	312.380.724	5,000%
	Gas Natural, SDG-Unión Fenosa	982.134	0,110%
D. Luis Javier Navarro Vigil	BP, PLC	45.882	0,000%

Cabe destacar que D. Joseba Andoni Aurrekoetxea Bergara, representante de BBK en el Consejo de Enagás, como persona física ostenta 107 acciones de Repsol.

Resaltar también que D. Carlos Egea Krauel, representante de Sagane Inversiones S.L. en el Consejo de Enagás, tiene una participación de 9.971 acciones en el capital social de Iberdrola, S.A. y una participación de 4.857 acciones en el capital social de Gas Natural SDG- Unión Fenosa.

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

Los cargos o funciones que ocupan los Consejeros de la Sociedad en otras sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que han sido comunicadas a la sociedad Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2011 son los siguientes:

CONSEJERO	SOCIEDAD	CARGOS
Luis Javier Navarro Vigil	BP España SAU.	Consejero
	E.ON España	Consejero
	E.ON Renovables S.L.U.	Consejero
	TLA, S. de R.L. de C.V.	Consejero
Mr. Sultan Hamed Khamis al Burtamani	SAGGAS-Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Consejero
	Infraestructuras de Gas	Consejero
	Oman Oil Compay, S.A.O.C.	Director de Desarrollo de Negocio

Cabe destacar que D. Joseba Andoni Aurrekoetxea Bergara, representante de BBK en el Consejo de Enagás, como persona física es Consejero de Bahía Bizkaia Gas, S.L.

Cabe reseñar que D. Manuel Menéndez Menéndez, representante de Peña Rueda, S.L. en el Consejo de Enagás, S.A., como persona física ostenta los cargos de Presidente de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (H.C.), Presidente de Naturgas Energía Grupo, S.A. y Miembro del Conselho Geral e de Supervisao de EDP RENOVABLES, S.A.

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.

32. Garantías comprometidas con terceros

Al 31 de diciembre de 2011 el Grupo tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 114.493 miles de euros, (109.914 miles de euros en el ejercicio 2010). Por otro lado, también tiene concedidos avales financieros por un total de 510.000 miles de euros, (188.629 miles de euros en el ejercicio 2010), como garantía de los préstamos concedidos por el Banco Europeo de Inversiones.



Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

33. Otra información

El 18 de febrero de 2011 Banca Inversiones, S.A. procedió a vender el total de las acciones representativas del 5% del capital social de la sociedad Enagás, S.A., presentando su renuncia al cargo en el consejo celebrado el 21 de febrero. Dicha renuncia llevó aparejado el cese de Banca como Vicepresidente del Consejo de Administración y vocal de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento.

Con fecha 18 de abril de 2011 el Consejero independiente D. José Riva francos fue nombrado presidente de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento en sustitución de D. Martí Parellada Sabata cuyo plazo legal de mandato había finalizado.

El 18 de julio de 2011 el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. aprobó una mejora en la política de retribución al accionista estableciendo un pay out del 65% con aplicación en los resultados del ejercicio 2011 y del 70% para el periodo 2012-2014. Dichos incrementos deberán ser aprobados en la Junta General de Accionistas.

Con fecha 18 de julio de 2011 se hizo público el mantenimiento por cuarto año consecutivo de la sociedad Enagás, en el Dow Jones Sustainability Index World (DJSI World), que incluye a las compañías ejemplo de las mejores prácticas en sostenibilidad y responsabilidad corporativa.

El 21 de noviembre de 2011 el Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. acordó nombrar a la Consejera Independiente Dña. Isabel Sánchez García Vocal de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento.

A 31 de diciembre el rating a largo plazo de la sociedad Enagás, S.A. se mantuvo en "A2" y "AA-".

Proyecto de Segregación

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

1. La sociedad Enagás, S.A. constituirá dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social y a las que correspondan las funciones de gestor técnico del sistema y transportista respectivamente, que se realizará con la aportación de todos los activos materiales y personales que se encuentren actualmente dedicados al ejercicio de cada una de las citadas actividades. La sociedad Enagás, S.A. podrá transmitir su denominación social a la sociedad filial transportista.

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

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

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

Con sujeción a los trámites y autorizaciones administrativas que, en su caso, resulten de aplicación, la operación de segregación proyectada implicará la segregación de dos partes del patrimonio de la Sociedad, cada una de las cuales conformadora de una unidad económica autónoma e independiente, consistentes en la actividad de transportista (la "Unidad Económica Transportista"), por un lado y la gestión técnica del sistema gasista (la "Unidad Económica GTS"), por otro, y la transmisión en bloque de las mismas en favor de dos sociedades de nueva creación que se constituirán con la denominación social de Enagás Transporte, S.A. (la "Sociedad Beneficiaria de Nueva Creación Transportista") y Enagás GTS, S.A. (la "Sociedad Beneficiaria de Nueva Creación GTS"), o con aquellas otras denominaciones sociales que resulten de la certificación negativa que pudiera expedir el Registro Mercantil Central.

En virtud de la operación de segregación proyectada, la Sociedad Beneficiaria de Nueva Creación Transportista adquirirá por sucesión universal la Unidad Económica Transportista y la Sociedad Beneficiaria de Nueva Creación GTS adquirirá por sucesión universal la Unidad Económica GTS.

El proceso de segregación deberá seguir los trámites establecidos en la Ley de Modificaciones Estructurales, entre ellos el de su aprobación por la Junta General de Accionistas y está sujeto a la obtención de las autorizaciones administrativas pertinentes.

34. Negocios conjuntos

A continuación se presentan datos sobre las sociedades en negocios conjuntos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011:

Sociedad	País	Actividad	Método contabiliza. inversión	%	% Derechos de Voto controlados por Enagás, S.A.	Miles de Euros				
						Datos de la Entidad Participada (*)				
						Valor Neto en libros	Activos	Patrimonio	INCN (**)	Resultado del ejercicio (**)
Gasoducto Al-Andalus, S.A.	España	Transporte de Gas	I.P.	66,96	50,00%	23.744	70.949	53.849	28.207	10.036
Gasoducto de Extremadura, S.A.	España	Transporte de Gas	I.P.	51	50,00%	9.732	34.367	31.268	20.358	8.282
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	España	Almacenamiento y regasificación	I.P.	40	33,33%	44.334	270.109	106.673	55.495	10.087
Subgrupo Altamira LNG, CV.	Holanda/México	Holding/Regasificación	I.P.	40	50,00%	35.511	330.675	53.750	22.025	4.430

I.P.: Integración Proporcional.

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

(**) Los datos correspondientes al subgrupo Altamira LNG, CV. se refieren al último trimestre del ejercicio 2011 periodo a partir del cual el subgrupo ha pasado a formar parte del Grupo Enagás.

35. Hechos posteriores

Con fecha 4 de enero de 2012, Bilbao Bizkaia Kutxa (BBK) notificó a la CNMV la transmisión de la totalidad de la participación accionarial que ostentaba indirectamente en el capital de la sociedad Enagás, S.A. a través de Kartera 1, S.L. Dicha transmisión se produjo fuera del mercado por segregación societaria. Así mismo, BBK pasa a denominarse Kutxa Bank tras la fusión de las tres cajas vascas (Kutxa, BBK y Vital).

Con fecha 27 de enero de 2012, Don Carlos Egea Krauel, representante del Consejero Sagane Inversiones, S.L. en el Consejo de la sociedad Enagás, S.A. ha comunicado a la sociedad que Banco

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

Mare Nostrum, S.A. tiene una participación indirecta en la sociedad Enagás, S.A. del 2,79% del capital social, proveniente de la titularidad de 42.550.080 participaciones de Sagane inversiones, S.L. representativas del 54,9% del capital social.

Con fecha 27 de enero de 2012 la agencia Fitch Ratings rebajó la calificación crediticia del Reino de España a "A" desde "AA-". Como consecuencia de lo anterior, con fecha 30 de enero de 2012 la deuda senior emitida por Enagás se vio modificada pasando a A+ desde AA-. El resto de calificaciones sobre Enagás permanecen inalteradas (Long-term IDR: A+ Outlook Stable y Short-term IDR F1).

Con fecha 1 de febrero de 2012 el Consejero Peña Rueda, S.L.U. ha comunicado que Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L. (CIC, S.L.) sigue siendo titular directo de 11.937.395 acciones de la sociedad Enagás, S.A. , y que la titularidad de las participaciones sociales de CIC, S.L. han sido traspasadas a Liberbank, S.A. como consecuencia de la segregación del conjunto de elementos patrimoniales y accesorios integrantes del negocio bancario y traspaso de dicho negocio en bloque y a título universal de Cajastur. Por este motivo, Liberbank, S.A. ostenta una participación indirecta de un 5% del capital social de Enagás al ser titular indirecto de 11.937.395 acciones de Enagás.

INFORME DE GESTIÓN DEL GRUPO ENAGÁS.

I.-Evolución del Grupo en 2011

El beneficio neto se sitúa en 364.643 miles de euros con un incremento del 9,3% con respecto al ejercicio anterior.

El importe neto de la cifra de negocios es de 1.118.443 miles de euros.

Las inversiones del ejercicio 2011 alcanzaron una cifra de 781.405 miles de euros.

Los fondos propios del Grupo Enagás, S. A. se sitúan en 1.867.377 miles de euros siendo el patrimonio neto de 1.861.596 miles de euros.

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

Con fecha 28 de diciembre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/3354/2010, del Ministerio de Industria Turismo y Comercio, por la que se establece la retribución de actividades reguladas del sector gasista para el ejercicio 2011, y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Durante el año 2011 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento para adecuarlas a las necesidades que plantean las previsiones de demanda futura. En este sentido se han realizado las siguientes acciones destacables:

- Octavo tanque de 150.000 m³ en la Planta de Barcelona.
- Duplicación Gasoducto Tivissa - Paterna.
- Gasoducto Algete-Yela.
- A finales del año 2011 el Grupo Enagás, S.A. explotaba 9.280 Km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar respecto a los 8.981 Km que disponía en diciembre del año 2010, aumentando así la seguridad de suministro y el desarrollo de zonas que hasta ahora no disponían de gas natural.
- Dentro de los activos de transporte se han incorporado ERMs, se han modificado distintas posiciones de gasoducto, y se ha construido la Estación de Compresión de Villar de Arnedo. Durante el año 2011 se han puesto en servicio 12 nuevas Estaciones de regulación/medida alcanzando a finales del año la cifra de 436 en operación.

Con todo, a finales del año 2011 la infraestructura gasista del Grupo Enagás, S.A., integrada por la Red Básica de gas natural, era la siguiente:

Las Plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena disponen de una capacidad total de almacenamiento de 2.037.000 m³ de GNL en un total de 18 tanques, un total de 9 cargaderos de cisternas y una capacidad de emisión de 4.650.000 m³(n)/h.

El Almacenamiento subterráneo de Serrablo (Huesca) y el Almacenamiento subterráneo off-shore Gaviota, operativos con una inyección máxima de 8,9 Mm³/día y una producción máxima de 12,4 Mm³/día y la concesión del Almacenamiento de Yela (Guadalajara) según lo dispuesto en el Real Decreto 1061/2007 de 20 de julio.

Red de gasoductos con una longitud total de 9.280 Km con los siguientes ejes principales:

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

- **Eje Central:** Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco, (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado).
- **Eje Oriental:** Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- **Eje Occidental:** Almedralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
- **Eje Occidental hispano-portugués:** Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) –Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
- Eje del Ebro:** Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
- Eje Transversal:** Alcazar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa.
- Eje Balear:** Montesa-Denia-S. Antoni de Portmany- S. Juan de Dios.

Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:

Norte: Gasoducto Hispano-Francés Calahorra-Lac, que conecta la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.

Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

II.-Principales riesgos del negocio

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

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

1. Riesgo de Negocio

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

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

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

2. Riesgo de Contraparte

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

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

La información relativa a la gestión de riesgos de contraparte se detalla en la Nota 18 del Informe de Cuentas Anuales.

3. Riesgo Financiero

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

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

4. Riesgo Operacional

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

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

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

5. Riesgo de Responsabilidad Penal

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

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

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

6. Riesgo Reputacional

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

III.-Utilización de instrumentos financieros

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

En cumplimiento de la política aprobada, a lo largo del año se contrataron una serie de operaciones de cobertura de tipos de Interés de tal forma que al 31 de Diciembre de 2011 el 71% del total de la deuda bruta estaba protegido frente a subidas de tipos de interés.

IV.-Evolución previsible

Para el ejercicio 2012 se espera realizar unas inversiones de 550 millones euros y volumen de inversiones puestas en explotación de 750 miles de euros.

En relación al Beneficio Neto se contempla mantener el resultado de 365 millones de euros en el ejercicio 2012. Así mismo se mantiene el objetivo de crecimiento anual acumulado previsto en la actualización estratégica entre 2010-2014.

V.-Actividades de investigación y desarrollo

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por el Grupo Enagás durante 2011 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías gasistas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad de la compañía, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de valor estratégico para la Sociedad.

Las actividades más importantes por áreas llevadas a cabo dentro del ejercicio 2011 han sido:

- a) **Producción (GNL).** Continúa el desarrollo de nuevas fases del proyecto para la elaboración de un modelo de fiabilidad para equipos e instalaciones de plantas. Se ha llevado a cabo un estudio de la mejora de toma de muestras en cargaderos de cisternas de GNL, así mismo se está llevando la evaluación de la Incertidumbre global en el Balance de las Plantas. Se está evaluando la posibilidad de instalar Turboexpansores en la Planta de Barcelona, con objeto de aprovechar los saltos de presión los caudales de emisión disponibles para generar energía eléctrica. Por último se participa junto con otras empresas europeas en el desarrollo de un densímetro patrón primario para la medida de la densidad del GNL.
- b) **Transporte.** Ha finalizado el proyecto de Diseño, Construcción y Puesta en marcha de una Planta de Generación eléctrica en la Estación de Compresión de Almendralejo. Se está evaluando la implantación de un sistema de Planificación y Optimización Logística de las red, que permite distribuir los flujos de gas en el sistema de forma óptima, atendiendo las necesidades operativas y las demandas comerciales planteadas por los distintos agentes del sector.
- c) **Seguridad.** Se ha continuado con diferentes proyectos y estudios relacionados con el análisis de riesgos en gasoductos y plantas de GNL.
- d) **Medición.** Se ha iniciado la operación del Banco de Calibración de Contadores de gas en alta presión. Se ha implantando satisfactoriamente un sistema de supervisión en continuo de las variables de medida en las posiciones más críticas desde el punto de vista de la medición. Se han estudiado y comprobado diversas mejoras de las técnicas cromatográficas y de los patrones utilizados. Se está estudiando la implantación de un sistema de asignación de la calidad del gas

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011 Grupo Enagás.-

por simulación, utilizando para ello las herramientas disponibles actualmente en el CPC (Modelo ASTRA) y los análisis de gas obtenidos en puntos clave de la red.

- e) **Proyectos de Interés General.** Se está estudiando el impacto que puede tener en el sistema gasista la introducción de Biogas en las redes de transporte, desde diversos puntos de vista así como el desarrollo de una nueva normativa europea para el intercambio transfronterizo de gas
- f) **Otros asuntos.** Se está colaborando con DSI en el diseño y construcción de un CPD de alta eficiencia energética "Green Data Center" en el Centro de Zaragoza, dotado de instalaciones de trigeneración capaces de cubrir las necesidades energéticas un unas emisiones medioambientales reducidas.

VI.-Operaciones con acciones propias

El Grupo no ha realizado ninguna operación con acciones propias durante el ejercicio 2011.

VII.-Información Adicional

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

Capital de la sociedad:

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

Todas las acciones pertenecen a una única clase.

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

No existen restricciones a la transmisibilidad de las acciones.

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

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
OMAN OIL COMPANY, S.A.O.C.	0	11.936.702	5,000
ATALAYA INVERSIONES, S.R.L.	0	11.936.714	5,000
CAJASTUR (Caja de Ahorros de Asturias)	0	11.937.395	5,000

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

(*) A través de:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
OMAN OIL HOLDINGS ESPAÑA, S.L.U.	11.936.702	5,000
SAGANE INVERSIONES, S.L.	11.936.714	5,000
CANTÁBRICA DE INVERSIONES DE CARTERA, S.L.	11.937.395	5,000
Total:	35.810.811	15,000

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
DON ANTONIO LLARDÉN CARRATALÁ ¹	56.396	0	0,024
BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa)	0	11.936.713	5,000
DOÑA TERESA GARCÍA MILÁ LLOVERAS	1.500	0	0,001
MR. SULTAN HAMED KHAMIS AL BURTAMANI	1	0	0,000
DON DIONISIO MARTÍNEZ MARTÍNEZ	2.010	0	0,001
DON LUIS JAVIER NAVARRO VIGIL	10	7.075	0,003
DON MARTÍ PARELLADA SABATA	910	0	0,000
DON RAMÓN PÉREZ SIMARRO	100	0	0,000
SAGANE INVERSIONES, S.L.	11.936.714	0	5,000
SOCIEDAD ESTATAL DE PARTICIPACIONES INDUSTRIALES (SEPI)	11.936.713	0	5,000

¹ Notificó a la CNMV que durante la celebración de la Junta General de Accionistas de la sociedad Enagás, S.A. El 25 de marzo de 2011, él ostentó 13.338.775 derechos de voto indirectos, equivalentes al 5,587% del total de derechos de voto que componen el capital social de la sociedad, en representación de 5.036 accionistas.

(*) A través de:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
KARTERA 1, S.L.	11.936.713	5,000
NEWCOMER 2000, S.L.U.	7.075	0,003
Total:	11.943.788	5,003

d) Cualquier restricción al derecho de voto.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

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

e) Los pactos parasociales.

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

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

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

ARTÍCULO 35º. – COMPOSICIÓN DEL CONSEJO.

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

El Consejo de Administración estará integrado por 6 miembros, como mínimo, y 17 como máximo, nombrados por la Junta General.

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

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

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

No pueden ser Consejeros los que se hallen en cualquiera de las situaciones a que se refiere el artículo 124 del Texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

ARTÍCULO 37º.- CARGOS.

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

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

El Presidente, el Vicepresidente si lo hubiere, 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 29 de marzo de 2007):

ARTÍCULO 3.- COMPOSICIÓN CUANTITATIVA Y CUALITATIVA.

1.- Dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en el artículo 35 de los Estatutos Sociales vigentes, y sin perjuicio de la facultad de propuesta que corresponde a los accionistas, el Consejo de Administración propondrá a la Junta General el número de Consejeros que en cada momento estime oportuno en consideración a los intereses de la Sociedad. A la Junta General corresponderá la determinación de su número.

2.- El Consejo de Administración estará integrado por Consejeros de las categorías que se señalan a continuación:

a) Consejeros Internos o Ejecutivos: que desempeñen funciones de Alta Dirección o sean empleados de la Sociedad o de su Grupo. Cuando un Consejero desempeñe funciones de Alta Dirección y, al mismo tiempo, sea o represente a un accionista significativo o representado en el Consejo, se considerará como Ejecutivo o Interno a los efectos del presente Reglamento.

Su número no excederá del 20 por 100 del número total de miembros del Consejo de Administración.

b) Consejeros Externos: Que serán, a su vez, de tres tipos:

b1) Consejeros Dominicales: Aquellos que posean una participación accionarial superior o igual a la que se considere legalmente como significativa o que hubieren sido designados por su condición de accionistas, aunque su participación accionarial no alcance dicha cuantía, así como quienes representen a dichos accionistas.

b2) Consejeros Independientes: aquellos de reconocido prestigio profesional que puedan aportar su experiencia y conocimientos al gobierno corporativo y que, no incluidos en las dos categorías anteriores, reúnan las condiciones previstas en el artículo 9 del presente Reglamento. El número de Consejeros Independientes representará al menos un tercio del total de Consejeros.

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

En el ejercicio de sus facultades de propuesta a la Junta General y de cooptación para la cobertura de vacantes, el Consejo de Administración procurará que en la composición del órgano los Consejeros Independientes representen una amplia mayoría sobre los Consejeros Ejecutivos y que dentro de los Consejeros Externos, la relación entre el número de Consejeros Dominicales y el de Independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los Consejeros Dominicales y el resto del capital.

ARTÍCULO 8.- NOMBRAMIENTO DE CONSEJEROS.

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

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

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011
Grupo Enagás.-

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la consideración de la Junta General y las decisiones de nombramiento que adopte dicho órgano en virtud de las facultades de cooptación que tiene legalmente atribuidas, deberán estar precedidas de la correspondiente propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Cuando el Consejo de Administración se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión, habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en Acta de sus razones.

3.- Los procedimientos de selección no adolecerán de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras. La Sociedad buscará e incluirá entre los potenciales candidatos mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

ARTÍCULO 9.- DESIGNACIÓN DE CONSEJEROS INDEPENDIENTES.

Se considerarán Consejeros Independientes aquellos que, designados en atención a sus condiciones personales y profesionales, puedan desempeñar sus funciones sin verse condicionados por relaciones con la Sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos. No podrán ser clasificados en ningún caso como Consejeros Independientes quienes:

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



Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representaban sólo podrán ser reelegidos como consejeros independientes cuando el accionista al que representaban hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de independiente, siempre que satisfaga todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

ARTÍCULO 10.- DURACIÓN DE CARGO Y COOPTACIÓN.

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General.

ARTÍCULO 11.- REELECCIÓN DE CONSEJEROS.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo de los Consejeros propuestos durante el mandato precedente, informará con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de Consejeros que el Consejo de Administración decida presentar a la Junta General.

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

ARTÍCULO 12.- CESE DE LOS CONSEJEROS.

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

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

- a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legalmente previstos.
- b) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros.
- c) Cuando puedan poner en riesgo los intereses de la Sociedad o perjudicar su crédito y reputación. Si un Consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examinará el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decidirá si procede o no que el Consejero continúe en su cargo.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados, Ejecutivos.
- e) Cuando los Consejeros Independientes dejen de reunir las condiciones exigidas por el art. 9.
- f) Cuando el accionista al que representen los Consejeros dominicales venda íntegramente su participación accionarial. También lo harán, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de Consejeros Dominicales.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

En los supuestos contemplados en las letras d), e) y f), si el Consejo de Administración no considerase conveniente que el Consejero formalice su renuncia, éste deberá ser incluido en la categoría que, conforme al presente Reglamento, corresponda en función de sus nuevas circunstancias.

3.- El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos.

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

Disposiciones estatutarias que afectan a la modificación de Estatutos:

ARTÍCULO 26º. – QUÓRUM ESPECIAL.

Para que la Junta General Ordinaria o Extraordinaria pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción del capital social, la transformación, fusión o escisión de la Sociedad, y en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesario en primera convocatoria la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento del capital suscrito con derecho a voto.

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

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

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

Con independencia de ello se encuentra en vigor el acuerdo 10º adoptado por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2007 en los siguientes términos:

“Facultar, tan ampliamente como en derecho sea necesario, al Consejo de Administración, para que de acuerdo con lo previsto en el artículo 153 b) de la Ley de Sociedades Anónimas, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, en el plazo de cinco años contados desde la celebración de la presente Junta, en la cantidad máxima de 179 millones euros mediante la emisión de nuevas acciones, con o sin voto, con prima de emisión o sin ella, consistiendo el contravalor de las nuevas acciones a emitir en aportaciones dinerarias, pudiendo fijar los términos y condiciones del aumento de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de suscripción preferente, establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado exclusivamente en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción al artículo de los Estatutos Sociales relativo al capital social. Así mismo, se faculta al Consejo de Administración para excluir el derecho de suscripción preferente en los términos del artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas”.

h) Los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.

No existen acuerdos de esta naturaleza.

i) Los acuerdos entre la Sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.

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

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

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

VIII.-Hechos posteriores

Con fecha 4 de enero de 2012, Bilbao Bizkaia Kutxa (BBK) notificó a la CNMV la transmisión de la totalidad de la participación accionarial que ostentaba indirectamente en el capital de la sociedad Enagás, S.A. a través de Kartera 1, S.L. Dicha transmisión se produjo fuera del mercado por segregación societaria. Así mismo, BBK pasa a denominarse Kutxa Bank tras la fusión de las tres cajas vascas (Kutxa, BBK y Vital).

Con fecha 27 de enero de 2012, Don Carlos Egea Krauel, representante del Consejero Sagane Inversiones, S.L. en el Consejo de la sociedad Enagás, S.A. ha comunicado a la sociedad que Banco Mare Nostrum, S.A. tiene una participación indirecta en la sociedad Enagás, S.A. del 2,79% del capital social, proveniente de la titularidad de 42.550.080 participaciones de Sagane Inversiones, S.L. representativas del 54,9% del capital social.

Con fecha 27 de enero de 2012 la agencia Fitch Ratings rebajó la calificación crediticia del Reino de España a "A" desde "AA-". Como consecuencia de lo anterior, con fecha 30 de enero de 2012 la deuda senior emitida por Enagás se vio modificada pasando a A+ desde AA-. El resto de calificaciones sobre Enagás permanecen inalteradas (Long-term IDR: A+ Outlook Stable y Short-term IDR F1).

Con fecha 1 de febrero de 2012 el Consejero Peña Rueda, S.L.U. ha comunicado que Cantábrica de Inversiones de Cartera, S.L. (CIC, S.L.) sigue siendo titular directo de 11.937.395 acciones de la sociedad Enagás, S.A. , y que la titularidad de las participaciones sociales de CIC, S.L. han sido traspasadas a Liberbank, S.A. como consecuencia de la segregación del conjunto de elementos patrimoniales y accesorios integrantes del negocio bancario y traspaso de dicho negocio en bloque y a título universal de Cajastur. Por este motivo, Liberbank, S.A. ostenta una participación indirecta de un 5% del capital social de Enagás al ser titular indirecto de 11.937.395 acciones de Enagás.

Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2011

Grupo Enagás.-

GRUPO ENAGÁS

El Consejo de Administración de la sociedad Enagás, S.A. en fecha 6 de febrero de 2012, y en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital y del artículo 37 del Código de Comercio, formuló las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2011, 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, elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y de las empresas comprendidas en la consolidación, tomados en su conjunto, y que el informe de gestión incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de la Sociedad y las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan. Asimismo declaran que no les consta que el administrador que no firma haya mostrado disconformidad respecto de las cuentas anuales y el informe de gestión.

Presidente

D. Antonio Llardén Carratalá

Consejeros

D. Jesús David Álvarez Mezquíriz

D. Miguel Ángel Lasheras Merino

Dña. Isabel Sánchez García

D. Martí Parellada Sabata

Dña. Teresa García-Milá Lloveras

Mr. Sultan Al Burtamani

D. Dionisio Martínez Martínez

Sagane Inversiones, S.L.
(Representada por D. Carlos Egea Krauel)

D. Luis Javier Navarro Vigil

Sociedad Estatal de Participaciones Industriales-SEPI
(Representada por D. Ramón Aguirre Rodríguez)

D. Ramón Pérez Simarro

Peña Rueda, S.L. Unipersonal
(Representada por D. Manuel Menéndez Menéndez)

D. José Riva Francos

Bilbao Bizkaia Kutxa-BBK
(Representado por D. Joseba Andoni Aurrekoetxea Bergara)

Secretario del Consejo

D. Rafael Piqueras Bautista