

FELIPE CAÑELLAS VILALTA, Abogado, Vicesecretario del Consejo de Administración de **GAS NATURAL SDG, S.A.**, domiciliada en Barcelona, Plaça del Gas, nº 1, con C.I.F. A-08015497, inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona, al Folio 147, del Tomo 22.147, inscripción 677 de la Hoja número B-33.172

C E R T I F I C O :

I.- Que, con fecha 29 de febrero de 2008, con motivo de la formulación de las Cuentas Anuales, todos los miembros del Consejo de Administración de **GAS NATURAL SDG, S.A.** en relación a Informe Financiero Anual de **GAS NATURAL SDG, S.A.** correspondiente al ejercicio 2007, que contiene las cuentas anuales y el informe de gestión individuales y de su Grupo consolidado, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8.1 b). del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, declararon 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 **GAS NATURAL SDG, S.A.** 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 **GAS NATURAL SDG, S.A.** y de las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan.”

II.- Que todos los miembros del Consejo de Administración firmaron la correspondiente declaración de Responsabilidad.

Y para que conste a los efectos oportunos, extendiendo el presente certificado, en Barcelona, a cuatro de abril de dos mil ocho.

Fdo.: Felipe Cañellas Vilalta.

Vicesecretario del Consejo de Administración.



FELIPE CAÑELLAS VILALTA, Abogado, Vicesecretario del Consejo de Administración de **GAS NATURAL SDG, S.A.**, domiciliada en Barcelona, Plaça del Gas, nº 1, con C.I.F. A-08015497, inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona, al Folio 147, del Tomo 22.147, inscripción 677 de la Hoja número B-33.172

C E R T I F I C O :

Que las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de la Sociedad **GAS NATURAL SDG, S.A.** y de su Grupo Consolidado, correspondiente al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2007, así como el Informe correspondiente a las materias contenidas en el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores, fueron firmados por todos los Administradores de la Compañía.

Y para que conste a los efectos oportunos, extendiendo el presente certificado, en Barcelona, a treinta y uno de marzo de dos mil ocho.

Fdo.: Felipe Cañellas Vilalta.
Vicesecretario del Consejo de Administración.



**GAS NATURAL SDG, S.A. Y SUS SOCIEDADES
DEPENDIENTES**

Informe de auditoría,
Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2007 e
Informe de gestión consolidado del ejercicio 2007

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Señores Accionistas de Gas Natural SDG, S.A.

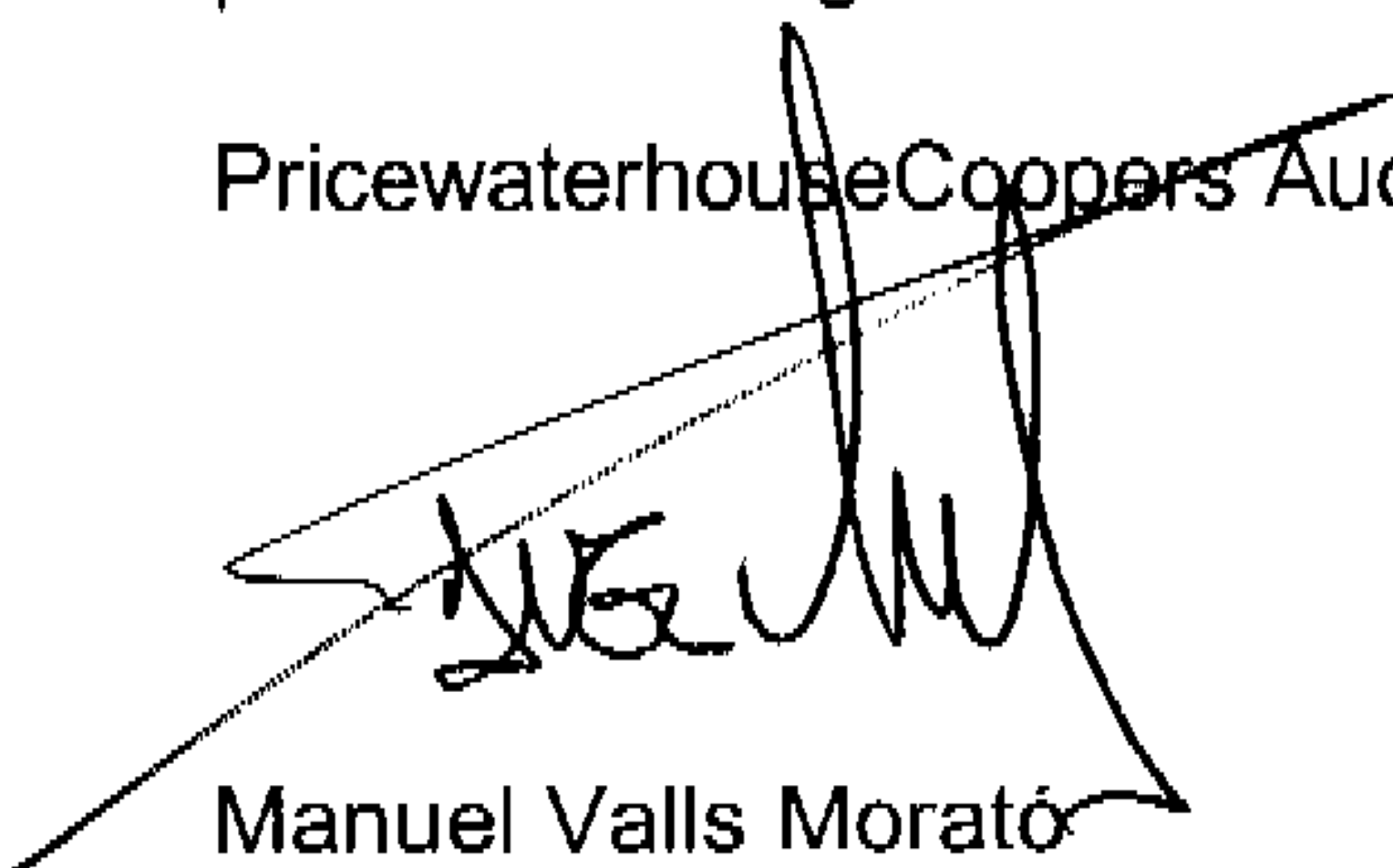
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. (la sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2007, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la sociedad dominante. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en España, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas.

De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores de la sociedad dominante presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance de situación consolidado, de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, del estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos, del estado de flujos de efectivo consolidado y de la memoria de las cuentas anuales consolidadas, además de las cifras del ejercicio 2007, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. Con fecha 26 de febrero de 2007 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006 en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Gas Natural SDG, S.A. y sus sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2007 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en los ingresos y gastos consolidados reconocidos y de sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con las normas internacionales de información financiera adoptadas por la Unión Europea que guardan uniformidad con las aplicadas en el ejercicio anterior.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2007 contiene las explicaciones que los Administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Gas Natural SDG, S.A. y sus sociedades dependientes.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Manuel Valls Morató
Socio – Auditor de Cuentas

7 de marzo de 2008



GAS NATURAL
Informe 2007

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Balances de situación
Cuentas de pérdidas y ganancias
Estados de ingresos y gastos reconocidos
Estados de flujos de efectivo
Memoria


GAS NATURAL
Balances de situación consolidados
(en millones de euros)

	31.12.07	31.12.06
ACTIVOS		
Inmovilizado material (Nota 5)	9.705	8.106
Fondo de comercio (Nota 6)	541	441
Otros activos intangibles (Nota 6)	1.095	1.188
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	38	34
Activos financieros disponibles para la venta (Nota 8)	298	368
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	33	20
Otros activos financieros no corrientes (Nota 9)	388	138
Activos por impuestos diferidos (Nota 23)	274	255
ACTIVOS NO CORRIENTES	12.372	10.550
Existencias (Nota 10)	462	440
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	2.367	2.130
Otros activos financieros corrientes (Nota 9)	54	95
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	11	10
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 12)	152	127
Activos mantenidos para la venta	2	3
ACTIVOS CORRIENTES	3.048	2.805
TOTAL ACTIVOS	15.420	13.355
PATRIMONIO Y PASIVOS		
Capital social (Nota 13)	448	448
Reservas ajustes por valoración (Nota 13)	152	162
Ganancias acumuladas y otras reservas (Nota 13)	5.483	4.988
Diferencias de cambio (Nota 13)	(13)	54
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	6.070	5.652
Intereses minoritarios	357	344
TOTAL PATRIMONIO	6.427	5.996
Ingresos diferidos (Nota 14)	543	478
Provisiones (Nota 15)	378	367
Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 16)	87	78
Deuda financiera (Nota 17)	3.029	2.510
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	46	82
Otros pasivos no corrientes (Nota 20)	599	435
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 23)	495	471
PASIVOS NO CORRIENTES	5.177	4.421
Provisiones (Nota 15)	65	8
Deuda financiera (Nota 17)	977	628
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	64	46
Otros pasivos corrientes (Nota 21)	390	325
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 22)	2.150	1.848
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes	170	83
PASIVOS CORRIENTES	3.816	2.938
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	15.420	13.355

Las notas 1 a 39 son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas



GAS NATURAL

Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas

(en millones de euros)

	2007	2006
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 24)	10.093	10.348
Otros ingresos (Nota 25)	81	124
Aprovisionamientos (Nota 26)	(6.747)	(7.418)
Gastos de personal (Nota 27)	(308)	(277)
Dotación a la amortización (Notas 5 y 6)	(651)	(592)
Otros gastos de explotación (Nota 28)	(901)	(922)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	1.567	1.263
Resultado financiero neto (Nota 29)	(224)	(267)
Participación en el resultado de las asociadas (Nota 8)	8	5
Resultado de la enajenación de activos no corrientes (Nota 30)	64	230
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	1.415	1.231
Impuesto sobre las ganancias (Nota 23)	(359)	(302)
BENEFICIO DEL EJERCICIO	1.056	929
Atribuible a:		
Intereses minoritarios	97	74
Accionistas de la sociedad dominante	959	855
	1.056	929
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas (Nota 13)	2,14	1,91

Las notas 1 a 39 son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

GAS NATURAL**Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados (en millones de euros)**

	2007	2006
Resultado neto reconocido directamente en patrimonio	(79)	(229)
<i>En reservas ajustes por valoración</i>	<i>(10)</i>	<i>(152)</i>
Activos financieros disponibles para la venta	(23)	(151)
- Ajustes por valoración (Nota 8)	51	46
- Transferencia al resultado por desinversiones	(80)	(230)
- Efecto fiscal (Nota 23)	6	33
Coberturas de flujos de efectivo	13	(1)
- Ajustes por valoración	(62)	(82)
- Transferencia al resultado	82	80
- Efecto fiscal (Nota 23)	(7)	1
<i>En ganancias acumuladas y otras reservas</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>
Pérdidas y ganancias actuariales (Nota 16)	1	(2)
<i>En diferencias de cambio</i>	<i>(70)</i>	<i>(75)</i>
Variación en las diferencias de cambio	(75)	(86)
Efecto fiscal	5	11
Beneficio del ejercicio	1.056	929
TOTAL INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL EJERCICIO	977	700
Atribuible a:		
Intereses minoritarios	94	56
Accionistas de la sociedad dominante	883	644

Las notas 1 a 39 son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

GAS NATURAL
Estados de flujos de efectivo consolidados

(en millones de euros)

	2007	2006
Flujos de efectivo de actividades de explotación		
Efectivo generado por las operaciones (Nota 31)	2.430	2.147
Intereses pagados	(222)	(308)
Provisiones pagadas	(51)	(34)
Impuestos pagados	(328)	(351)
EFFECTIVO NETO GENERADO POR ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.829	1.454
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Adquisición de dependientes neta del efectivo adquirido	(1.015)	(35)
Adquisiciones de inmovilizado material y activos intangibles	(1.135)	(1.159)
Inversiones en otros activos	(26)	(11)
Ingresos enajenación participaciones	125	319
Ingresos enajenaciones otros activos	51	39
Ingresos diferidos recibidos	76	95
Dividendos cobrados	17	18
Intereses cobrados	18	24
EFFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE INVERSION	(1.889)	(710)
Flujos de efectivo de actividades financieras		
Deuda financiera recibida	1.270	370
Deuda financiera cancelada	(540)	(821)
Dividendos pagados a accionistas de la Sociedad	(439)	(376)
Dividendos pagados a intereses minoritarios	(82)	(75)
Variación de financiación de otros pasivos	(112)	111
EFFECTIVO NETO RECIBIDO POR ACTIVIDADES DE FINANCIACION	97	(791)
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(12)	(27)
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	127	201
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al final del ejercicio	152	127
VARIACION DE EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LIQUIDOS EQUIVALENTES	25	(74)

Las notas 1 a 39 son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DE GAS NATURAL DEL EJERCICIO 2007

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima constituida en 1843 y que tiene su domicilio social en Plaça del Gas, número 1, de Barcelona.

Gas Natural SDG, S.A. y sus filiales (en adelante, GAS NATURAL) es un grupo que tiene por objeto principal el suministro, transporte, distribución y comercialización de gas natural, así como las actividades de exploración y desarrollo, aprovisionamiento, regasificación, licuefacción y almacenamiento de gas natural y la generación y comercialización de electricidad.

GAS NATURAL opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Puerto Rico, Italia, Francia y África.

Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35. Las acciones de la participada Gas Natural BAN, S.A. cotizan en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina).

Las compañías que componen GAS NATURAL cierran su ejercicio el 31 de diciembre.

Las cuentas anuales de Gas Natural SDG, S.A. y las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL correspondientes al ejercicio 2006 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de mayo de 2007.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2007, que han sido formuladas por el Consejo de Administración con fecha 29 de febrero de 2008, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cifras contenidas en estas cuentas anuales consolidadas se muestran en millones de euros, excepto por las cifras de resultado por acción, que se expresan en euros por acción, acciones emitidas, que se muestran en millones de acciones, y salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Nota 2. Resumen de las principales políticas contables

2.1 Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL del ejercicio 2007 han sido preparadas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Las cuentas anuales consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2007, y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos y de los flujos de

efectivo consolidados, que se han producido en GAS NATURAL en el ejercicio terminado en dicha fecha.

Las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2007 de GAS NATURAL han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por Gas Natural SDG, S.A. y el resto de sociedades integradas en el Grupo. Cada sociedad prepara sus cuentas anuales siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF-UE. Asimismo, se modifican las políticas contables de las sociedades consolidadas, cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas por GAS NATURAL.

Las políticas que se indican a continuación se han aplicado uniformemente a los ejercicios que se presentan.

2.2 Consolidación

a) Dependientes

Se consideran sociedades dependientes aquellas sobre las que GAS NATURAL tiene poder para dirigir las políticas financieras y operativas, lo que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto ejercitables.

Las dependientes se consolidan por el método de integración global a partir de la fecha en que se transfiere el control a GAS NATURAL.

En el proceso de consolidación, se eliminan las transacciones, los saldos y las ganancias no realizadas entre sociedades de GAS NATURAL. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes se presenta de forma detallada bajo la denominación de Intereses minoritarios en el balance de situación y en Beneficio atribuible a intereses minoritarios en la cuenta de resultados. En el caso de adquisiciones de intereses minoritarios el sobreprecio pagado respecto al valor neto contable se reconoce como fondo de comercio.

b) Negocios conjuntos

Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existen acuerdos contractuales en virtud de los cuales dos o más sociedades participan en sociedades, realizan operaciones o mantienen activos de forma tal que cualquier decisión estratégica, tanto financiera como operativa, esté sometida al consentimiento unánime de los partícipes.

Las participaciones en negocios conjuntos se integran por el método de consolidación proporcional de forma que la agregación de saldos y las posteriores eliminaciones tienen lugar sólo en la proporción de la participación de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos asignados a las operaciones conjuntas y los activos que se

controlan conjuntamente se presentan en el Balance de situación consolidado clasificados de acuerdo con su naturaleza específica. De la misma forma, los ingresos y gastos con origen en negocios conjuntos se presentan en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de acuerdo a su propia naturaleza.

c) Asociadas

Asociadas son todas las entidades sobre las que GAS NATURAL ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método de la participación. La participación en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de las asociadas se reconoce en la cuenta de resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición se reconoce en reservas. Los resultados no realizados con las asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación en éstas.

d) Perímetro de consolidación

En el ANEXO se incluyen las sociedades participadas directa e indirectamente por GAS NATURAL que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2007 han sido las siguientes (ver Nota 32):

- En el mes de febrero se ha adquirido el 100% del capital social de la sociedad Eastern España, S.A.U, sociedad dedicada a la investigación y explotación de hidrocarburos y transporte, almacenamiento, depuración y venta de los productos extraídos.
- En el mes de febrero se ha producido la venta del 24% de la participación en el capital de la sociedad Burgalesa de Generación Eólica, S.A.
- En el mes de Junio se ha adquirido el 28% de la participación en el capital de las sociedades Invergas, S.A., Gas Natural SDG Argentina, S.A., Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A., por lo que la participación indirecta en Gas Natural BAN, S.A. pasa a ser del 70%.
- En el mes de Septiembre se adquiere la participación del 80% en la sociedad Tratamiento Cinca Medio, S.L., sociedad dedicada al desarrollo, construcción y explotación de una planta de cogeneración e integrada en el perímetro de consolidación por integración global.
- En el mes de Octubre se constituye con una aportación del 51% al capital de la sociedad Gas Natural Vehicular del Norte, Asociación en Participación, integrada al perímetro de consolidación por integración proporcional.
- Se ha incorporado al perímetro de consolidación por integración global la sociedades constituidas Gas Natural West Africa, S.L., Gas Natural Wind Canarias, S.L., Gas Natural Wind, S.L., Gas Natural Wind 2, S.L., Gas Natural Wind 3, S.L., Gas Natural Wind 4, S.L., Gas Natural Wind 5, S.L., Gas Natural Wind 6, S.L. y Gas Natural Energy Canarias, S.L., todas ellas participadas al 100%.

- Se han incorporado al perímetro de consolidación por integración proporcional las sociedades Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (50%), Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L. (50%) y la sociedad Alas Capital & Gas Natural, S.A. (40%).

- En fecha 27 de diciembre se ha adquirido el 100% de participación en las sociedades Central de Anáhuac, S.A. de C.V., Central Lomas del Real, S.A. de C.V., Central Valle Hermoso, S.A. de C.V., Central Saltillo, S.A. de C.V., Electricidad Águila de Altamira, Gasoducto del Río, S.A. de C.V., Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V. y Controladora del Golfo, S.A. de C.V.

- Se han incorporado al perímetro de consolidación las sociedades de distribución de gas en Italia, adquiridas en el mes de diciembre, ITAL.ME.CO, S.R.L., Calgas, S.c.a.r.l y Mecogas, S.r.l., participadas al 100%.

- Se han excluido del perímetro de consolidación por liquidación las sociedades Agrupación Energética C.S.U. Bellvitge, A.I.E. e Irradia Climatización, A.I.E.

Por otro lado, en el ejercicio 2007 se realizaron las siguientes operaciones societarias entre empresas del Grupo:

- En el mes de Junio se ha producido la fusión por absorción de las sociedades Petroleum Oil & Gas, S.A.U y Eastern España, S.A.U.

- En el mes de Julio se produce la fusión por absorción de las sociedades Gas Natural Informática, S.A. y Portal Gas Natural, S.A.

- En el mes de diciembre se ha producido la fusión por absorción de las sociedades S.C.M., S.r.L. y Nettis Gestioni, S.r.L. en Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2006 fueron las siguientes (ver Nota 32):

- En el mes de marzo se adquirió el 100% del capital social de la sociedad Petroleum Oil & Gas España, S.A., sociedad dedicada a la investigación y explotación de hidrocarburos y el transporte, almacenamiento, depuración y venta de los productos extraídos.

- En el mes de junio se adquirió a la empresa consolidada por el método de la participación, Kromschroeder, S.A., su participación del 38,5% en el capital de Natural Energy, S.A., por lo que el porcentaje de participación del Grupo en esta sociedad pasó a ser del 72%.

- En el mes de julio se adquirió una participación adicional del 40,0% en el capital de la sociedad UTE La Energia-SPA, alcanzando el porcentaje de participación el 100%.

- Se incorporaron al perímetro de consolidación por integración global las sociedades constituidas en el ejercicio Lantarón Energia, S.L. y Gas Natural Comercial SDG, S.L., ambas con una participación en su capital del 100% y la sociedad El Andalus LNG, SPA con una participación del 32% por integración proporcional.

- En el mes de noviembre se realizó la venta del 10% de la participación en el

capital de la sociedad Gas Natural de Álava, S.A.

Por otro lado, durante el ejercicio 2006 en el proceso de reestructuración de las participaciones en Italia, se realizaron las siguientes operaciones:

- La sociedad Nettis Impianti S.p.A pasó a denominarse Gas Natural Distribuzione S.p.A, y la sociedad Gas Natural Servizi e Logistica S.p.A pasó a denominarse Gas Natural Italia, S.p.A.
- En el mes de julio se realizó la fusión por absorción de las sociedades italianas Nettis Gas Plus S.p.A y S.C.M. Gas Plus S.p.A por Gas Natural Vendita Italia, S.p.A.

2.3 Transacciones en moneda extranjera

Las partidas incluidas en las cuentas anuales consolidadas de cada una de las entidades de GAS NATURAL se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (moneda funcional). Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación de GAS NATURAL.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en la cuenta de resultados.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de GAS NATURAL (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria) que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada balance presentado se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del balance.
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio medios mensuales.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto (diferencias de cambio).

Los ajustes al fondo de comercio y al valor razonable que surgen en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2007 y 2006 han sido:

	31 de diciembre de 2007		31 de diciembre de 2006	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense	1,472	1,370	1,317	1,255
Peso Argentino	4,606	4,244	4,006	3,833
Real Brasileño	2,608	2,664	2,816	2,729
Peso Mejicano	16,052	14,973	14,223	13,797
Peso Colombiano	2.965,93	2.842,33	2.948,38	2.962,95

2.4 Información financiera por segmentos

Un segmento de negocio (segmento principal de GAS NATURAL) es un grupo de activos y operaciones que suministran productos o servicios sujetos a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos de negocio.

Un segmento geográfico es el que proporciona productos o servicios en un entorno económico concreto sujeto a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos que operan en otros entornos económicos.

2.5 Inmovilizado material

a) Coste

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas cuyo período de construcción supera el año, hasta la preparación del activo para su uso.

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.

Los costes de reparaciones importantes se activan y se amortizan durante la vida útil estimada de los mismos (generalmente, de 1,5 a 6 años), mientras que los gastos recurrentes de mantenimiento se imputan a los resultados del período en que se incurren.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Se registra como inmovilizado material el gas no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural (gas colchón), amortizándose en el período de vida útil del almacenamiento subterráneo.

Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren. Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio

ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

Los beneficios y pérdidas en ventas son determinadas por comparación del precio de venta con los valores contables y son registrados en la cuenta de resultados.

b) Amortización

Los activos se amortizan linealmente, durante su vida útil estimada, o en caso de ser menor, durante la duración de la concesión (ver Nota 6). Las vidas útiles estimadas son:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33-50
Buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado	25-30
Instalaciones técnicas (red de distribución y transporte de gas)	20-40
Instalaciones técnicas (plantas de ciclo combinado)	25
Instalaciones técnicas (parques de generación eólica)	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	8-20
Útiles y herramientas	3
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6

Los valores residuales y las vidas útiles de los activos se revisan, ajustándolos, en su caso, en la fecha de cada balance.

Cuando el valor contable de un activo es superior a su importe recuperable estimado o cuando ya no es útil, debido, por ejemplo, a desplazamientos en la red de distribución, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (ver Nota 2.7).

c) Operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

GAS NATURAL registra las operaciones de exploración de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito, cuyo tratamiento es el siguiente:

- Costes de exploración

Los costes de exploración (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costes relacionados), excluyendo los costes de perforación, se cargan a resultados en el momento en que se producen.

Si no se encuentran reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo si, como consecuencia de los sondeos de exploración, se encuentran reservas probadas, los costes son traspasados a Inversiones en zonas con reservas.

- Inversiones en zonas con reservas

Los costes de adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas, los costes de desarrollo para extracción, tratamiento y almacenaje de gas, así como el valor actual estimado de los costes de abandono, se capitalizan y se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas al inicio del período de amortización.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro

en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

2.6 Activos intangibles

a) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del coste de adquisición sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de la dependiente, controlada conjuntamente o asociada adquirida, en la fecha de adquisición. El fondo de comercio relacionado con adquisiciones de dependientes o controladas conjuntamente se incluye en activos intangibles y el relacionado con adquisiciones de asociadas se incluye en inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.

El fondo de comercio que se deriva de las adquisiciones realizadas antes del 1 de enero de 2004 se registra por el importe reconocido como tal en las cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2003 preparadas bajo los principios contables españoles.

El fondo de comercio no se amortiza y se revisa anualmente para analizar las posibles pérdidas por deterioro de su valor, registrándose en el balance a su valor de coste menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

b) Concesiones y otros derechos de uso

Las concesiones y otros derechos de uso se refieren a la autorización administrativa para la distribución y transporte de gas natural. Se valoran a su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor de los flujos de efectivo descontados a obtener de la concesión correspondiente en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Las concesiones y otros derechos de uso se amortizan linealmente en el período de duración de los mismos salvo en el caso del gasoducto Magreb-Europa que se basa en el volumen de gas transportado durante la vida del derecho de uso.

c) Aplicaciones informáticas

Los costes directamente relacionados con la producción de programas informáticos que sea probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costes se reconocen como activos intangibles. Los costes directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costes de aplicaciones informáticas reconocidos como activos se amortizan linealmente en un período de cuatro años desde la entrada en explotación de la aplicación.

d) Gastos de investigación

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurren.

e) Otros activos intangibles

En otros activos intangibles principalmente se incluyen los siguientes conceptos:

- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva en las instalaciones de EcoEléctrica L.P., Ltd. en Puerto Rico, que se amortiza linealmente hasta la fecha de extinción de los derechos (2025).
- Los proyectos de desarrollo de nuevos parques de generación eólica aún no puestos en funcionamiento adquiridos en la combinación de negocio de 2005 de Dersa, que se amortizarán linealmente durante su vida útil (20 años).
- Los derechos de emisión recibidos sin contraprestación se valoran por su valor nominal y los adquiridos al coste de adquisición. En caso de que GAS NATURAL no tenga los derechos suficientes para cumplir sus cuotas de emisión, se registra en provisiones el déficit valorado al coste de adquisición para derechos comprados y al valor razonable para los derechos pendientes de compra en la fecha de presentación de los estados financieros.

No existen activos intangibles con una vida útil indefinida distintos del fondo de comercio.

2.7 Pérdidas por deterioro de valor de los activos

Los activos se revisan, para pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe contabilizado puede no ser recuperable. Adicionalmente se revisa anualmente para los fondos de comercio. A tal efecto, los activos y fondos de comercio se asignan a Unidades generadoras de efectivo (UGE). Cada UGE representa la inversión de GAS NATURAL para cada segmento de negocio en cada país en que opera.

Se reconoce en resultados una pérdida por deterioro por la diferencia entre el valor neto contable del activo y el importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costes para la venta o su valor de uso. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado. Al evaluar el valor de uso, los futuros flujos de efectivo estimados se calculan a su valor actual.

Los cálculos del valor recuperable utilizan proyecciones de flujos de caja basados en presupuestos aprobados que cubren un período de cinco años basados en resultados pasados y expectativas para el desarrollo del mercado. Los aspectos más sensitivos que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGE son los precios de compra y venta de gas y/o electricidad, la inflación, los costes de personal y las inversiones. Los flujos de caja posteriores al período de cinco años se extrapolan utilizando los tipos de crecimiento estimado del 0,0% a 1,0%. Los tipos de crecimiento no superan el tipo de crecimiento medio a largo plazo para el negocio en el que opera la UGE. Los tipos de descuento se determinan dependiendo de los datos de mercado y se han situado en 2007 entre el 5% y 15% para las UGE.

2.8 Activos y pasivos financieros

Inversiones financieras

Las adquisiciones y enajenaciones de inversiones se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que GAS NATURAL se compromete a adquirir o vender el activo, clasificándose a la adquisición en las siguientes categorías:

a) *Activos financieros a valor razonable con cambios a resultados*

Son activos adquiridos con el propósito de venderlos en un corto plazo. Los derivados se consideran en esta categoría a no ser que estén designados como instrumentos de cobertura.

b) *Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento*

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables y vencimiento fijo que el Grupo tiene la intención y la capacidad de mantener hasta su vencimiento.

c) *Créditos y cuentas a cobrar*

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo, y sobre los que no hay intención de negociar a corto plazo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes.

Se registran inicialmente a su valor razonable y luego a su coste amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que no se cobrarán todos los importes que se adeudan. El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo.

d) *Activos financieros disponibles para la venta*

Son activos financieros no derivados que se designan en esta categoría y se reconocen inicialmente por su valor razonable.

Las pérdidas y ganancias no realizadas que surgen de cambios en el valor razonable se reconocen en el patrimonio neto. Cuando se venden o sufren pérdidas por deterioro del valor, los ajustes acumulados en la reserva por ajustes por valoración se incluyen en la cuenta de resultados como pérdidas y ganancias.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en el valor de cotización. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas se establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referidas a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo descontados. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su coste de adquisición minorado por la pérdida por deterioro, en su caso.

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

El efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de no más de tres meses desde la fecha de su adquisición.

Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de la transacción que se hubieran incurrido. Cualquier diferencia entre el importe recibido y su valor de amortización se reconoce en la cuenta de resultados durante el período de amortización de la deuda financiera utilizando el método del tipo de interés efectivo.

Las deudas financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que su vencimiento tenga lugar a más de doce meses desde la fecha del balance, o incluyan cláusulas de renovación tácita a ejercicio de GAS NATURAL.

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar son pasivos financieros a corto plazo que se valoran a valor razonable, no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal.

2.9 Derivados y otros instrumentos financieros

Los derivados financieros se reconocen a su valor razonable en la fecha de contrato, recalculándose sucesivamente a su valor razonable. El método para el reconocimiento de la ganancia o pérdida depende de si se clasifica el derivado como un instrumento de cobertura, y en este caso, la naturaleza del activo objeto de la cobertura.

GAS NATURAL documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y los activos o pasivos objeto de cobertura al principio de la transacción, además del objetivo de la gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

Una cobertura se considera altamente eficaz cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de los elementos objeto de cobertura se compensan con el cambio en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango del 80% al 125%.

a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados designados, que cumplen las condiciones para clasificarse como operaciones de cobertura del valor razonable, se reconocen en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas.

b) Cobertura de flujos de efectivo

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como cobertura de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio neto. La ganancia o pérdida correspondiente a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en la cuenta de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la cuenta de resultados en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida.

c) Derivados que no califican para la contabilidad de cobertura

Ciertos derivados no cumplen el criterio para poder aplicar la contabilidad de cobertura. Los cambios en el valor razonable de cualquier derivado que no califique para la contabilidad de cobertura se reconocen inmediatamente en la cuenta de resultados.

El valor de mercado de los diferentes instrumentos financieros se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, por el descuento de flujos de caja basándose en las condiciones de mercado a fecha de cierre del ejercicio.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales son contabilizados separadamente como derivados, solamente cuando sus características económicas y riesgos inherentes no están relacionados estrechamente con los instrumentos en los que se encuentran implícitos y el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable.

2.10 Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste o su valor neto realizable. El coste se determina por el coste medio ponderado.

El coste de las existencias incluye el coste de las materias primas y aquellos costes directamente atribuidos a la adquisición y/o producción, incluyéndose también los incurridos al trasladar las existencias a su ubicación actual.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costes variables de venta aplicables.

2.11 Activos mantenidos para la venta

GAS NATURAL clasifica como activos mantenidos para la venta los activos para los cuales en la fecha de cierre del ejercicio se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes.

2.12 Capital social

El capital social está representado por acciones ordinarias.

Los costes de emisión de nuevas acciones u opciones, netos de impuestos, se deducen del patrimonio.

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen como menor valor del patrimonio cuando son aprobados.

2.13 Ingresos diferidos

GAS NATURAL recibe compensaciones por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado.

Los ingresos diferidos corresponden básicamente a:

- Las subvenciones de capital correspondientes a activos que se valoran por el importe concedido
- Ingresos por acometidas y ramales
- Ingresos por desplazamiento de red a cargo de terceros

Los ingresos diferidos se reconocen en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

En caso de sustitución del activo correspondiente, el ingreso diferido por desplazamientos de red a cargo de terceros, se imputa a resultados por el importe del valor neto contable de los activos sustituidos. El importe restante del ingreso diferido se reconoce en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente.

2.14 Provisiones

Se reconocen las provisiones cuando GAS NATURAL tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados; hay más probabilidades de que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación que de lo contrario; y el importe se ha estimado de forma fiable. No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Se registran provisiones cuando los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conlleva un contrato de carácter oneroso exceden a los beneficios que se espera recibir por ellos.

Se valoran las provisiones al valor presente del importe necesario para liquidar la obligación a la fecha del balance, según la mejor estimación disponible.

Cuando se espera que parte del desembolso necesario para liquidar la provisión sea reembolsado por un tercero, el reembolso se reconoce como un activo independiente, siempre que sea prácticamente segura su recepción.

2.15 Provisiones por obligaciones con el personal

a) Obligaciones por pensiones

Para determinados colectivos GAS NATURAL tiene reconocidos planes de aportación definida para la jubilación y de prestación asegurada externamente para los riesgos de fallecimiento e invalidez, que se encuentran acogidos a la normativa vigente en materia de planes y fondos de pensiones, que cubre los compromisos adquiridos por la sociedad con el personal activo afectado. Reconocen unos derechos económicos por servicios pasados desembolsados totalmente y se compromete a la aportación de un porcentaje del salario computable según el colectivo de procedencia.

Las aportaciones anuales para cubrir los compromisos devengados por cuenta de la entidad respecto a los planes, son contabilizados con cargo a la cuenta de pérdidas y ganancias de cada ejercicio.

Para determinados colectivos existen compromisos de prestación definida en relación con el pago de complementos por pensiones de jubilación, fallecimiento e invalidez, de acuerdo con las prestaciones acordadas por la entidad y que han sido exteriorizados en el caso de España mediante la formalización de contratos de seguro de primas únicas conforme al Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre por el que se aprueba el Reglamento sobre la instrumentación de los compromisos por pensiones de las empresas.

El pasivo reconocido respecto de los planes de prestaciones definidas es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación se determina descontando los flujos de efectivo futuros estimados a tipos de interés de bonos denominados en la moneda en que se pagarán las prestaciones y con plazos de vencimiento similares a los de las correspondientes obligaciones.

GAS NATURAL se ha acogido a la posibilidad consistente en el reconocimiento íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las hipótesis actuariales o por diferencias entre las hipótesis y la realidad en el período en el que ocurren directamente en patrimonio en el epígrafe de "Ganancias acumuladas y otras reservas".

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la cuenta de resultados, a no ser que los cambios en el plan de pensiones estén condicionados a la continuidad de los empleados en servicio para un período de tiempo específico (período de consolidación). En este caso, los costes por servicios pasados se amortizan según el método lineal durante el período de consolidación.

b) Otras obligaciones posteriores a la jubilación

Algunas compañías de GAS NATURAL ofrecen prestaciones posteriores a la jubilación a sus empleados. El derecho a este tipo de prestaciones normalmente está condicionado a la permanencia del empleado en la empresa hasta su jubilación y durante un mínimo determinado de años. Los costes esperados de estas prestaciones se devengan durante la vida laboral de los empleados de acuerdo con un método contable similar al de los planes de pensiones de prestaciones definidas. Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan en el epígrafe "Ganancias acumuladas y otras reservas".

c) Indemnizaciones

Las indemnizaciones por cese se pagan a los empleados como consecuencia de la decisión de rescindir su contrato de trabajo antes de la edad normal de jubilación o cuando el empleado acepta voluntariamente a cambio de esas prestaciones. GAS NATURAL reconoce estas prestaciones cuando se ha comprometido de forma demostrable a cesar en su empleo a los trabajadores actuales, de acuerdo con un plan formal detallado sin posibilidad de retirada, o a proporcionar indemnizaciones

por cese.

2.16 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que el arrendatario tiene sustancialmente todos los riesgos y las ventajas derivadas de la propiedad de los activos se clasifican como arrendamientos financieros. Se reconocen al inicio del contrato al menor entre el valor razonable del activo y el valor presente de los pagos por el arrendamiento incluida, en su caso, la opción de compra. Cada pago por arrendamiento se desglosa entre la reducción de la deuda y la carga financiera, de forma que se obtenga un tipo de interés constante sobre la deuda pendiente de amortizar. La obligación de pago derivada del arrendamiento, neta de la carga financiera, se reconoce como otros pasivos no corrientes a excepción de aquellas con un vencimiento inferior a doce meses. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la cuenta de resultados durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo se cargan en la cuenta de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.17 Impuesto sobre beneficios

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye el gasto por el impuesto diferido, el gasto por el impuesto corriente entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio y las dotaciones netas de las provisiones.

Los impuestos diferidos se registran por comparación de las diferencias temporales que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes contables en las cuentas anuales consolidadas utilizando los tipos impositivos que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Por los beneficios no distribuidos de las filiales no se reconocen impuestos diferidos cuando GAS NATURAL puede controlar la reversión de las diferencias temporales y sea probable que no vayan a revertir en un futuro previsible.

Los impuestos diferidos originados por cargos o abonos directos en cuentas de patrimonio se contabilizan también con cargo o abono a patrimonio.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar las diferencias temporales.

2.18 Reconocimiento de ingresos

Las ventas de bienes se reconocen cuando los productos han sido entregados al cliente y el cliente los ha aceptado, aunque no se hayan facturado, o, en caso aplicable, los servicios han sido prestados y la cobrabilidad de las correspondientes cuentas a cobrar está razonablemente asegurada. La cifra de ventas del ejercicio incluye la estimación de la energía suministrada que se encuentra pendiente de facturación.

Las ventas se valoran netas de impuestos y descuentos y se eliminan las transacciones entre compañías de GAS NATURAL.

En la Nota 3 se describen los aspectos fundamentales de las regulaciones sectoriales que son de aplicación.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España regula un procedimiento de liquidación para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida por peajes, cánones y tarifas netas de cuotas para destinos específicos, costes de adquisición de gas y retribución de la actividad de suministro a tarifa, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La retribución de la actividad de distribución se calcula en función de la actualización de la retribución del ejercicio anterior, del incremento medio de consumidores y de la energía vehiculada según se establece en la Orden Ministerial y se ajusta con los datos reales.

La retribución de la actividad de suministro a tarifa se calcula aplicando las variables y coeficientes de la fórmula contenida en la Orden Ministerial que establece la retribución del ejercicio, teniendo en cuenta la energía suministrada.

La Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002 por la que se regulan los procedimientos de liquidación establece que las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones entre los ingresos netos liquidables definitivos y las retribuciones acreditadas cada año, serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas, peajes y cánones de los dos años siguientes. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2003 a 2007, pero sí se han tenido en cuenta las desviaciones provisionales de dichos ejercicios al objeto de calcular las tarifas, peajes y cánones de los ejercicios 2004 a 2008. No se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de gas a tarifa como de las ventas de gas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el distribuidor a tarifa como el comercializador libre se considera un agente principal y no un comisionista del suministro realizado.

Los intercambios de gas que, o bien tengan un valor distinto, o bien conlleven costes que producen diferencias de valor, se incluyen en la cifra de ingresos.

Los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se han celebrado y continúan siendo mantenidos con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos de acuerdo con los requerimientos de utilización esperados por la entidad, se registran de acuerdo con sus términos contractuales.

Las ventas de electricidad, realizadas en base a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción Eléctrica que cumplen con el mandato de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, se registran de acuerdo a los consumos reales.

GAS NATURAL mantiene contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía de sus centrales de ciclo combinado en México y Puerto Rico. De acuerdo a estos contratos, GAS NATURAL obtiene ingresos fijos por capacidad y operación de las plantas de ciclo combinado en el

periodo de vigencia de los contratos. Estos ingresos fijos se reconocen de forma lineal en cada ejercicio del periodo del contrato, con independencia del calendario de facturación acordado.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método del tipo de interés efectivo.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir el cobro.

2.19 Estado de flujos de efectivo

Los estados de flujo de efectivo consolidados han sido elaborados utilizando el método indirecto, y en los mismos se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- a) actividades de explotación: actividades que constituyen los ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- b) actividades de inversión: actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- c) 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.

2.20 Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF

Se han aprobado y publicado nuevas normas contables (NIIF – UE) e interpretaciones (CINIIF) con fecha de entrada en vigor el 1 de enero de 2007 y que han sido adoptados por GAS NATURAL:

- a) NIC 1 (Modificación agosto 2005), “Presentación de estados financieros – Información a revelar sobre el capital”;
- b) NIIF 7, “Instrumentos financieros: Información a revelar”;
- c) CINIIF 7, “Aplicación del procedimiento de la reexpresión según la NIC 29 – Información financiera en economías hiperinflacionarias”;
- d) CINIIF 8, “Alcance de la NIIF 2 – Pagos basados en acciones”;
- e) CINIIF 9, “Reevaluación de derivados implícitos”;
- f) CINIIF 10, “Información financiera intermedia y deterioro de valor”.

La adopción de estas normas no ha tenido impactos significativos sobre estas cuentas anuales consolidadas.

GAS NATURAL ha elegido no aplicar anticipadamente la NIIF 8, “Segmentos operativos”, que sustituye a la NIC 14 y establece que la información por segmentos debe basarse en la información interna de gestión.

Del análisis de las nuevas normas contables e interpretaciones a aplicar a ejercicios que se inicien el 1 de enero de 2008 o con posterioridad a dicha fechas GAS NATURAL no espera que su aplicación tenga efectos significativos sobre las cuentas anuales consolidadas.

2.21. Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de las cuentas anuales consolidadas requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Se relacionan a continuación las normas de valoración que requieren una mayor cantidad de estimaciones:

a) *Provisiones*

Como norma general se registran los pasivos cuando es probable que una obligación dé lugar a un pago. GAS NATURAL realiza una estimación de los importes a liquidar en el futuro, incluyendo los correspondientes a impuestos sobre ganancias, obligaciones contractuales, litigios pendientes u otros pasivos. Dichas estimaciones están sujetas a interpretaciones de los hechos y circunstancias actuales, proyecciones de acontecimientos futuros y estimaciones de los efectos financieros de dichos acontecimientos.

b) *Cálculo del gasto por el impuesto sobre ganancias y activos por impuesto diferido*

El cálculo del gasto por el impuesto sobre ganancias requiere la interpretación de normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera GAS NATURAL. La determinación de desenlaces esperados respecto a controversias y litigios pendientes, requiere la realización de estimaciones y juicios significativos.

GAS NATURAL evalúa la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos en base a las estimaciones de resultados fiscales futuros y de la capacidad de generar resultados suficientes durante los períodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos.

c) *Reconocimiento de ingresos*

Los ingresos de energía son reconocidos cuando el bien ha sido entregado al cliente en base a las lecturas periódicas del contador e incluyen el devengo estimado por el valor del bien consumido desde la fecha de la lectura del contador hasta el cierre del período. El consumo diario estimado se deriva de los perfiles históricos de cliente ajustados estacionalmente y demás factores que pueden medirse y que afectan al consumo.

Históricamente, no se ha realizado ningún ajuste material correspondiente a los importes registrados como ingresos no facturados y no se espera tenerlos en el futuro.

d) *Fondo de comercio*

El fondo de comercio se somete a pruebas de deterioro anualmente.

El valor recuperable estimado de las UGE aplicado a las pruebas de deterioro ha sido determinado a partir de los flujos de efectivo descontados basados en los presupuestos aprobados de GAS NATURAL. La tasa de descuento utilizada es el coste medio del capital ponderado.

e) *Compromisos por pensiones*

El cálculo del gasto por pensiones y otros gastos de prestaciones posteriores a la jubilación requiere la aplicación de varias hipótesis como son el rendimiento a largo

plazo de los activos del plan, la tasa de descuento utilizada, y las hipótesis de la cobertura de la seguridad social.

Los cambios futuros en los rendimientos de los activos del plan, las tasas de descuento utilizadas y otros factores relacionados con los partícipes de los planes de pensiones y de prestaciones posteriores a la jubilación tendrán un impacto sobre los pasivos futuros por pensiones.

Nota 3. Marco Regulatorio

a) Regulación del sector del gas natural en España

La regulación del sector del gas natural en España tiene como marco de referencia la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Esta Ley, en su redacción original, introdujo la liberalización en el mercado de gas natural de acuerdo con la Directiva Europea 98/30/CE, regulando el régimen jurídico de adquisición, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización.

Distintas disposiciones legales promulgadas después de la entrada en vigor de la Ley 34/1998, aceleraron el proceso de liberalización, pudiendo destacarse el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

- Designó a Enagás, S.A., como Gestor Técnico del Sistema.
- Limitó al 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica podía tener en Enagás, S.A..
- Estableció una cesión temporal a terceros del contrato de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb-Europa. También establece que desde el 1 de enero de 2004 el gas natural de este contrato se ha de aplicar preferentemente al suministro a tarifa.
- Fijó el 1 de enero de 2003 como fecha a partir de la cual ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas que actúen en el sector de gas natural, podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional. A los efectos del cálculo de dicho porcentaje no se consideran los autoconsumos.
- Estableció un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.

El Real Decreto 949/2001 reguló el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece los criterios con los que se fijaba el marco económico integral del sector, tanto para la determinación de la retribución y fijación de tarifas y peajes, como para el proceso de liquidaciones. Los criterios referentes a la retribución de las actividades del sistema son:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas. Para ello, la remuneración anual incluye la amortización del coste reconocido de inversión.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos invertidos.

- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Asimismo, definió el sistema de acceso de terceros a la red: los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema.

Tanto para las tarifas como para los peajes se estableció una estructura por niveles de presión de suministro y nivel de consumo del cliente.

El marco económico se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de los peajes y cánones. Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema. Dicho procedimiento de liquidaciones quedó finalmente desarrollado en la Orden 2692/2002 del Ministerio de Economía, de 28 de octubre de 2002. El agente encargado de llevar a cabo estas liquidaciones es la Comisión Nacional de la Energía.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre reguló las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado. Asimismo ha establecido los procedimientos necesarios para el acceso de los clientes residenciales al mercado libre, así como los cambios entre comercializadores, haciendo posible, desde el 1 de enero de 2003, la libre elección de suministrador por parte de cualquier consumidor. Por último, regula el régimen jurídico aplicable a las acometidas, así como los ingresos a percibir por las mismas.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la diversificación de abastecimiento de gas natural y establecía, en su redacción original, la obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 35 días de sus ventas firmes para transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso. Esta previsión se ha visto modificada por el Real Decreto 1766/2007, que fija las existencias mínimas en 20 días de las ventas o consumos de carácter firme de los sujetos obligados.

El Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, agilizó el régimen de paso de clientes al mercado libre y regula la realización de actividades no reguladas conexas por las sociedades distribuidoras.

El Real Decreto 919/2006 de 28 de julio aprueba el reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos que, entre otras novedades, eliminó la inspección-revisión cuatrienal, que pasó a ser sustituida por una inspección quinquenal que han de realizar las empresas distribuidoras y debiendo abonar su coste el cliente, introdujo una nueva regulación para la habilitación de los instaladores y empresas instaladoras e impuso a las empresas suministradoras, que no ya a las distribuidoras, la obligación de remitir a la administración competente los informes de emergencia en caso de accidente.

La Ley 12/2007 de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, completa la liberalización iniciada en 1998 y traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/55/CE de 26 de junio de 2003, que derogó la Directiva 98/30/CE. Los aspectos principales del régimen jurídico vigente, tras la publicación de esta Ley, son los siguientes:

- Desde el 1 de julio de 2008, el gas natural pasa a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores; desaparece el suministro a tarifa, que hasta ahora era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoce el derecho de los consumidores que no superan un determinado umbral de consumo (3 Gwh, que se reducen a 1 Gwh en 2010), a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso.
- Garantiza el acceso regulado a la red para comercializadores y consumidores directos en mercado, desvinculando la propiedad del uso de las infraestructuras gasistas.
- Obliga a la separación jurídica y funcional entre actividades libres y reguladas y a la separación contable de las actividades reguladas con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones.
- Se ordena la creación la oficina de Cambios de Suministrador, que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia.
- Se limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del cinco por ciento del capital, el ejercicio de los derechos políticos a un tres por ciento con carácter general, al uno por ciento en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y en todo caso la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el cuarenta por ciento.
- La Ley 12/2007 incrementa las funciones de la Comisión Nacional de Energía, que absorbió en su día a la antigua Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
- Obliga a la diversificación del suministro para incrementar la seguridad de abastecimiento.
- Suprime la consideración de servicio público para las actividades realizadas en el sector del gas.
- El ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas que conceden exclusividad al distribuidor sobre su zona y le otorgan preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes.

El Real Decreto 1068/2007 regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural y designa a las comercializadoras de último recurso. La Orden ITC 2309/2007 establece el mecanismo de traspaso de clientes de mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural y la Orden 3861/2007 establece la tarifa de último recurso para 2008 y contempla la celebración de una subasta para adquirir el porcentaje de gas destinado a la misma que se determine.

La Orden 3862/2007 establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y crea un mercado de capacidad, a la

vez que modifica la Orden de traspaso de clientes en relación a la designación de la empresa comercializadora de último recurso para Extremadura.

La Orden 3863/2007 establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008, y actualiza determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

b) *Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica*

En Brasil, Colombia y México existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad quinquenal mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

En México, el mercado está totalmente liberalizado salvo la producción doméstica de gas, siendo PEMEX el operador dominante. Brasil también cuenta con un mercado liberalizado, aunque Petrobras cuenta con una significativa posición de dominio. En Colombia, las autoridades han fijado como límite a la participación en el negocio de la distribución de gas a un máximo del 30% de los usuarios del país a partir de 2015. Igualmente, se ha fijado un límite para la comercialización del gas natural a usuarios finales hasta un máximo del 25% del mercado (excluyendo centrales térmicas, instalaciones petroquímicas y usos propios). Además, las empresas transportadoras no podrán realizar de manera directa ninguna actividad de producción, comercialización o distribución (y viceversa). También se limita al 25% la participación accionarial que las empresas transportadoras puedan tener en las empresas de producción, comercialización o distribución de gas (y viceversa).

En Argentina como consecuencia de la crisis de 2001, se produjo una congelación y pesificación de las tarifas. En la actualidad existe un acuerdo que implica una actualización tarifaria y el asentamiento de las bases para el establecimiento de un sistema estable de retribución de las distribuidoras basado, como en los otros países, en la adecuada retribución de los activos.

El Gobierno aprobó el decreto correspondiente a la actualización tarifaria con vistas al establecimiento de un sistema estable de retribución de las distribuidoras basado, como en otros países, en la adecuada retribución de los activos y el 9 de abril de 2007 se publicaron por parte del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) los cuadros tarifarios que permiten instrumentalizar el acuerdo.

En el año 2004 se resolvieron favorablemente los expedientes tarifarios de Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A. (Ceg, S.A.) en Brasil; de Gas Natural, S.A. ESP, Gases de Barrancabermeja, S.A. ESP y Gas Natural de Oriente, S.A. ESP en Colombia; y Comercializadora de Metrogas, S.A. de C.V. en México. En el primer semestre de 2005 se resolvieron los expedientes tarifarios de Ceg Rio, S.A. y de Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. en Brasil.

c) *Regulación del sector del gas natural en Italia*

Desde el año 2004, el sector de gas en Italia está plenamente liberalizado, salvo en Sicilia, que se declaró zona de desarrollo emergente, y en la que se establecieron protecciones abriendo a la competencia únicamente aquellos municipios con más de 10.000 puntos de suministro. A partir de enero de 2006, se liberalizaron todos los municipios con más de 5.000 puntos de suministro. Como consecuencia de lo

anterior, en enero de 2006, el mercado de gas quedó liberalizado en Sicilia para todas las ciudades con más de 5.000 puntos de suministro. Existe igualmente una separación legal obligatoria del operador del sistema de transporte, así como unas limitaciones en los porcentajes máximos de aprovisionamiento y de comercialización para favorecer la competencia y la entrada de nuevos operadores.

d) *Regulación del sector de electricidad en España*

La regulación del sector eléctrico en España tiene como marco de referencia la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En cuanto a la actividad de generación, se reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y se establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas. Basa la optimización económica del sistema de producción en la libre competencia de los agentes del mercado, dentro del marco de un mercado mayorista organizado de producción eléctrica.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica. La Ley 17/2007 de 4 de julio ha sustituido el pago por garantía de potencia por un sistema de pagos por capacidad por servicios a medio y largo plazo. Adicionalmente, hasta el Decreto-Ley 7/2006 se reconocían el derecho de la generación a percibir unos ingresos para compensar los denominados Costes de Transición a la Competencia, existentes al cambiar el sector eléctrico al régimen de competencia.

Las instalaciones de generación en régimen especial recibieron nueva regulación a través del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que derogó el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Establece un nuevo régimen jurídico y económico para estas instalaciones, así como un régimen económico transitorio para determinadas instalaciones. También se aprobó el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración que transpone la Directiva Europea 2004/8/CE.

En cuanto a las actividades de transporte y distribución se consideran como monopolios naturales, pero las redes son puestas a disposición de sujetos del sistema y consumidores a través del acceso de terceros a la red.

La retribución de las actividades reguladas del transporte y la distribución se establece en el Real Decreto 2819/1998 y contempla el reconocimiento de los costes de inversión de los titulares de las instalaciones en el período de vida útil y de los costes de operación y mantenimiento, además de una rentabilidad razonable de los recursos invertidos. La retribución del transporte es por instalación física, mientras que la retribución de la distribución se actualiza con el incremento de energía.

El marco económico del sector se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de la tarifa integral y tarifas de peaje. Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema, siendo la Comisión Nacional de Energía (CNE) la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

En cuanto a la actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La metodología de tarifa resulta del Real Decreto 1432/2002, de 27 de Diciembre. Periódicamente se publica una Orden Ministerial estableciendo la tarifa eléctrica.

El Real Decreto Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introdujo varias medidas para mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa mediante la implementación de un mecanismo donde la electricidad generada y vendida en el mercado regulado por las sociedades pertenecientes al mismo grupo tendrán un precio fijado por el Gobierno al ser equiparados a contratos bilaterales. Este régimen se suprimió a partir del 1 de enero de 2008.

El Real Decreto Ley 3/2006, también estableció que el precio de la energía eléctrica que percibirán los integrantes del Mercado Mayorista de Electricidad se minorará en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente a cada uno de los productores de energía eléctrica. Esta norma se desarrolló para el año 2006 por la Orden ITC 3315/2007, de 5 de noviembre, que encargó a la CNE su aplicación. GAS NATURAL ha recurrido dicho desarrollo reglamentario y recurrirá la eventual resolución de la CNE. El resultado de la aplicación de esta nueva normativa no ha supuesto para GAS NATURAL el registro de importes significativos con respecto a las estimaciones realizadas.

El Real Decreto Ley 11/2007 ha extendido este régimen al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-2012 (PNA).

A lo largo de 2007 se celebraron subastas, tanto de emisiones primarias de energía a cargo de los generadores dominantes, como de adquisición de energía por las distribuidoras para cubrir la energía a tarifa, conforme a la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, ha establecido el siguiente calendario:

- Las tarifas integrales de alta tensión desaparecen el 1 de julio de 2008
- Desde el 1 de enero de 2009 desaparecerá el suministro a tarifa, que hasta ahora era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoce el derecho de los consumidores que no superan un determinado umbral de consumo a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de última recurso: a partir del 1 de enero de 2010 se limitarán a los consumos de baja tensión y a partir del 1 de enero de 2011 se limitarán a los consumidores domésticos y las pymes de menos de 50 kW.
- Se ordena la creación la oficina de Cambios de Suministrador –conjunta para el gas y la electricidad-, que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia.

e) *Regulación del sector de electricidad en Puerto Rico*

El sector eléctrico de Puerto Rico está controlado por la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE o PREPA), corporación pública integrada verticalmente. PREPA se

fundó en 1941 como una corporación pública e instrumento de la Commonwealth de Puerto Rico, como se recoge en el artículo 83 de la legislación de Puerto Rico.

PREPA se creó con la misión de conservar y desarrollar el agua y la generación de electricidad de Puerto Rico. Actualmente, genera el 70% de la demanda del país, posee la totalidad de la transmisión y distribución eléctrica y es una de las mayores empresas de electricidad de servicio público en Estados Unidos. PREPA tiene amplios poderes bajo el artículo 83 y se autorregula en materia de tarifas y estándares de calidad de servicio.

f) Regulación del sector de electricidad en México

El sector eléctrico de México está controlado por la Comisión Reguladora de Energía y abastecido principalmente por dos empresas públicas: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro, esta última opera en el área metropolitana de la Ciudad de México y la primera en el resto del país. Las dos empresas están verticalmente integradas en generación, transmisión y distribución.

Desde las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, llevada a cabo en 1992, el sector privado en la generación de energía eléctrica en México ha crecido sustancialmente, bajo la figura de productores externos de energía, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación. En 1997, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó el primer permiso bajo la modalidad de productor independiente. En 2007 existen 21 permisos otorgados para producción independiente, con una capacidad autorizada de 11.478 MW (un 61% mediante tecnología de ciclo combinado). Los generadores independientes venden su energía a CFE de acuerdo con contratos de suministro a largo plazo por la cesión de la capacidad de generación.

Nota 4. Información financiera por segmentos

a) Formato principal de presentación de información por segmentos: segmentos de negocio

Los segmentos de negocio de GAS NATURAL son:

- *Distribución de gas.* La distribución de gas engloba la actividad de gas regulada, la actividad retribuida de distribución de gas y suministro a tarifa, los servicios de acceso de terceros a la red, además de las actividades no reguladas conexas con la distribución.

La distribución de gas incluye las ventas a clientes regulados en España, Latinoamérica e Italia a precios regulados. Los clientes regulados residen en países donde el mercado del gas natural no ha sido liberalizado, como es el caso de Latinoamérica, o clientes que residen en países donde el mercado del gas natural ha sido liberalizado pero han optado por permanecer dentro del mercado regulado.

- *Electricidad.* Incluye la generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, proyectos de cogeneración y de generación eólica en España, Puerto Rico y México y la comercialización de electricidad en España a clientes del mercado liberalizado.
- *Upstream & Midstream (UP & MID):*

Upstream. Incluye la exploración de gas y las actividades de producción y transporte de gas desde el momento de su extracción hasta su llegada a la planta de licuefacción y el proceso de licuefacción.

Midstream. Incluye las actividades de la cadena de valor de Gas Natural Licuado (GNL) desde su salida de los países exportadores (plantas de licuefacción) hasta los puntos de entrada de los mercados finales (plantas de regasificación).

Dichas actividades incluyen el transporte del GNL desde la planta de licuefacción mediante transporte marítimo, el proceso de regasificación y la operación del gasoducto Magreb-Europa.

- *Mayoristas y Minoristas (M&M).* Incluye la comercialización de gas natural a clientes mayoristas y minoristas del mercado liberalizado español, además del suministro de productos y servicios relacionados con el gas en España. Asimismo, incluyen las ventas de GNL a mayoristas fuera de España.

Los resultados por segmentos para los ejercicios de referencia son los siguientes:

	Distribución de gas				Electricidad			M&M	UP&MID	Otros	Ajustes de consolidación	TOTAL
2007	España	Latino-américa	Italia	Total	España	P.Rico	Total					
INCEN segmentos (*)	2.116	1.766	151	4.033	1.127	144	1.271	6.037	259	154	(1.661)	10.093
INCEN entre segmentos (*)	(541)	-	-	(541)	(87)	-	(87)	(756)	(151)	(126)	1.661	-
INCEN consolidado (*)	1.575	1.766	151	3.492	1.040	144	1.184	5.281	108	28	-	10.093
EBITDA (*)	863	425	35	1.323	279	59	338	446	158	12	-	2.277
Dotación a la amortización	(285)	(94)	(24)	(403)	(79)	(18)	(97)	(8)	(46)	(97)	-	(651)
Dotación a provisiones	(6)	(18)	(9)	(33)	(5)	-	(5)	(10)	(6)	(5)	-	(59)
Beneficio de explotación	572	313	2	887	195	41	236	428	106	(90)	-	1.567
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(224)
Participación en el resultado de las asociadas	6	-	-	6	2	-	2	-	-	-	-	8
Resultado enajenación activos no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64
Beneficios antes de impuestos y minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.415
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(359)
Beneficio del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.056

	Distribución de gas				Electricidad			M&M	UP&MID	Otros	Ajustes de consolidación	TOTAL
2006	España	Latino-américa	Italia	Total	España	P.Rico	Total					
INCEN segmentos (*)	2.154	1.557	138	3.849	1.348	159	1.507	6.346	285	146	(1.785)	10.348
INCEN entre segmentos (*)	(541)	-	(12)	(553)	(66)	-	(66)	(881)	(163)	(122)	1.785	-
INCEN consolidado (*)	1.613	1.557	126	3.296	1.282	159	1.441	5.465	122	24	-	10.348
EBITDA (*)	812	386	30	1.228	259	63	322	220	181	(39)	-	1.912
Dotación a la amortización	(273)	(91)	(28)	(392)	(77)	(18)	(95)	(7)	(47)	(51)	-	(592)
Dotación a provisiones	(12)	(24)	(2)	(38)	(3)	-	(3)	(16)	-	-	-	(57)
Beneficio de explotación	527	271	-	798	179	45	224	197	134	(90)	-	1.263
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(267)
Participación en el resultado de las asociadas	4	-	-	4	1	-	1	-	-	-	-	5
Resultado enajenación activos no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230
Beneficios antes de impuestos y minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.231
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(302)
Beneficio del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	929

(*) INCEN corresponde al importe neto de la cifra de negocios. El EBITDA se calcula como el Beneficio de explotación más la dotación a la amortización y la dotación de provisiones operativas.

Los activos, pasivos e inversiones, incluyendo las altas por combinaciones de negocios, por segmentos son los siguientes:

	Activos	Inversiones método de la participación	Pasivos	Inversión / combinaciones de negocio
A 31.12.07				
Distribución de gas	6.960	32	(1.642)	688
Electricidad	3.842	6	(487)	1.369
Upstream & Midstream	1.061	-	(121)	159
Mayorista y Minorista	1.762	-	(1.159)	15
Otros	410	-	(463)	71
Total	14.035	38	(3.872)	2.302

	Activos	Inversiones método de la participación	Pasivos	Inversión / combinaciones de negocio
A 31.12.06				
Distribución de gas	6.607	27	(1.412)	600
Electricidad	2.532	7	(390)	315
Upstream & Midstream	960	-	(78)	163
Mayorista y Minorista	1.700	-	(1.033)	14
Otros	433	-	(425)	70
Total	12.232	34	(3.338)	1.162

Los activos por segmentos consisten principalmente en inmovilizado material, activos intangibles, existencias, derivados designados como cobertura de transacciones comerciales futuras, clientes, deudores y efectivo y otros medios líquidos equivalentes. Excluyen los saldos deudores con la Hacienda Pública, los activos financieros y los derivados para negociación o cobertura de préstamos. Los activos no considerados ascienden a 1.347 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y a 1.089 millones de euros a 31 de diciembre 2006.

Los pasivos por segmentos consisten en pasivos de explotación (incluyendo derivados designados como operaciones de cobertura para transacciones futuras). Excluyen conceptos tales como Hacienda Pública acreedora, deuda financiera y los derivados de cobertura correspondientes. Los pasivos no considerados ascienden a 5.121 millones de euros a diciembre de 2007 y a 4.021 millones de euros a diciembre de 2006.

La inversión incluye el inmovilizado material (ver Nota 5) y los activos intangibles (ver Nota 6).

b) Formato secundario de presentación de información por segmentos: segmentos geográficos

El domicilio de GAS NATURAL, donde reside la operativa principal, está ubicado en España. Las áreas de operaciones abarcan principalmente el resto de Europa (Italia y Francia), Latinoamérica, Puerto Rico, los Estados Unidos de América y el Magreb.

El importe neto de la cifra de negocio de GAS NATURAL asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2007	2006
España	7.160	7.538
Resto de Europa	314	494
Latinoamérica	1.797	1.557
Puerto Rico	144	159
Estados Unidos de América	590	600
Resto del mundo	88	-
Total	10.093	10.348

Los activos de GAS NATURAL, que incluyen los activos de explotación según descripción anterior y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación asignados, según la ubicación de los mismos son los siguientes:

	A 31.12.07	A 31.12.06
España	9.511	8.794
Resto de Europa	731	526
Latinoamérica	3.169	2.093
Puerto Rico	217	259
Magreb	445	594
Total	14.073	12.266

Las inversiones en activos materiales y otros activos intangibles de GAS NATURAL asignadas según la ubicación de los activos son:

	A 31.12.06	A 31.12.06
España	888	812
Resto de Europa	58	72
Latinoamérica	124	120
Puerto Rico	8	8
Magreb	133	102
Total	1.211	1.114

Nota 5. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2007 y 2006 en las diferentes cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Terrenos y construcciones	Buques en régimen de arrendamiento financiero	Instalaciones de gas	Plantas de Ciclos Combinados	Parques de generación eólica	Exploración y desarrollo	Otro Inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
A 1.1.06									
Coste bruto	214	352	7.712	988	218	-	462	904	10.850
Fondo de amortización	(80)	(27)	(2.813)	(120)	(36)	-	(223)	-	(3.299)
Valor neto contable	134	325	4.899	868	182	-	239	904	7.551
Valor neto contable a 1.1.06	134	325	4.899	868	182	-	239	904	7.551
Diferencias de conversión	(3)	-	(91)	(15)	-	(3)	(9)	(5)	(126)
Combinaciones de negocio (Nota 32)	2	-	-	-	-	46	-	-	48
Inversión	9	-	485	21	16	31	30	465	1.057
Desinversión	(2)	-	(1)	-	-	-	-	-	(3)
Dotación a la amortización	(3)	(12)	(362)	(63)	(17)	(3)	(33)	-	(493)
Reclasificaciones y otros	21	-	124	511	144	8	5	(741)	72
Valor neto contable a 31.12.06	158	313	5.054	1.322	325	79	232	623	8.106
A 31.12.06									
Coste bruto	220	352	8.164	1.492	379	116	486	623	11.832
Fondo de amortización	(62)	(39)	(3.110)	(170)	(54)	(37)	(254)	-	(3.726)
Valor neto contable	158	313	5.054	1.322	325	79	232	623	8.106
Valor neto contable a 1.1.07	158	313	5.054	1.322	325	79	232	623	8.106
Diferencias de conversión	(3)	-	(33)	(45)	-	(6)	(8)	(3)	(98)
Combinaciones de negocio (Nota 32)	13	-	56	1.015	-	4	2	1	1.091
Inversión	18	81	527	55	13	62	26	366	1.148
Desinversión	(1)	-	(7)	(2)	-	(2)	(28)	-	(41)
Dotación a la amortización	(7)	(12)	(375)	(72)	(18)	(5)	(50)	-	(539)
Reclasificaciones y otros	3	-	84	374	25	(62)	140	(526)	38
Valor neto contable a 31.12.07	181	382	5.308	2.647	345	70	313	461	9.705
A 31.12.07									
Coste bruto	249	433	8.760	2.873	416	112	594	461	13.898
Fondo de amortización	(68)	(51)	(3.454)	(226)	(71)	(42)	(281)	-	(4.193)
Valor neto contable	181	382	5.306	2.647	345	70	313	461	9.705

Los buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado han sido adquiridos en virtud de contratos de arrendamiento financiero (ver Nota 20). En diciembre de 2007 se ha adquirido un buque de 138.000 metros cúbicos de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliable por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL (50%).

En julio de 2007 se ha iniciado la operación comercial de la planta de ciclo combinado de Plana del Vent (Tarragona).

En exploración y desarrollo se incluye a 31 de diciembre de 2007 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 32 millones de euros y Costes de exploración por 38 millones de euros.

Los intereses intercalarios activados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2007 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 17 millones de euros (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2006). Los intereses intercalarios en el ejercicio 2007 representan el 8,5% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (7,4% para el ejercicio correspondiente a 31 de diciembre de 2006).

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2007 incluye inversiones realizadas en las plantas de ciclo combinado en Málaga cuya puesta en marcha se estima para el 2009, y en el Puerto de Barcelona cuya puesta en marcha se estima para el ejercicio 2010 y ascienden a un total de 298 millones de euros (49 millones de euros a 31 de diciembre de 2006). A 31 de diciembre de 2006 el inmovilizado en curso recogía 374 millones de euros correspondientes a la planta de ciclo combinado de Plana del Vent.

GAS NATURAL mantiene a 31 de diciembre de 2007 compromisos de inversión por 376 millones de euros, básicamente por la construcción de plantas de generación eléctrica por ciclos combinados. Asimismo, existe un compromiso conjuntamente con Repsol YPF, S.A. para contratar un buque criogénico para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 138.000 m³, cuya entrada está prevista para el ejercicio 2009.

Es política de GAS NATURAL contratar todas las pólizas de seguros que se estimen necesarias para dar cobertura a los posibles riesgos que pudieran afectar a los elementos de inmovilizado material.

Nota 6. Activos intangibles

El movimiento producido en los ejercicios 2007 y 2006 en los activos intangibles es el siguiente:

	Concesiones y otros derechos de uso	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado inmaterial	Subtotal	Fondo de comercio	Total
A 1.1.06						
Coste bruto	1.244	311	301	1.856	456	2.312
Fondo de amortización	(301)	(193)	(8)	(502)	-	(502)
Valor neto contable	943	118	293	1.354	456	1.810
Valor neto contable a 1.1.06	943	118	293	1.354	456	1.810
Diferencias de conversión	(53)	(1)	-	(54)	(20)	(74)
Combinaciones de negocio y otros (Nota 32)	-	-	-	-	2	2
Inversión	3	49	5	57	-	57
Desinversión	-	(1)	-	(1)	-	(1)
Dotación a la amortización	(52)	(38)	(9)	(99)	-	(99)
Reclasificaciones y otros	-	(1)	(68)	(69)	3	(66)
Valor neto contable a 31.12.06	841	126	221	1.188	441	1.629
A 31.12.06						
Coste bruto	1.164	355	241	1.760	441	2.201
Fondo de amortización	(323)	(229)	(20)	(572)	-	(572)
Valor neto contable	841	126	221	1.188	441	1.629
Valor neto contable a 1.1.07	841	126	221	1.188	441	1.629
Diferencias de conversión	(16)	-	-	(16)	(22)	(38)
Combinaciones de negocio y otros (Nota 32)	-	-	-	-	122	122
Inversión	3	55	5	63	-	63
Desinversión	-	-	(1)	(1)	-	(1)
Dotación a la amortización	(49)	(45)	(18)	(112)	-	(112)
Reclasificaciones y otros	-	-	(27)	(27)	-	(27)
Valor neto contable a 31.12.07	779	136	180	1.095	541	1.636
A 31.12.07						
Coste bruto	1.126	409	205	1.740	541	2.281
Fondo de amortización	(347)	(273)	(25)	(645)	-	(645)
Valor neto contable	779	136	180	1.095	541	1.636



En el epígrafe de Concesiones y otros derechos de uso se incluye:

- El derecho de uso del gasoducto Magreb-Europa, mediante el cual GAS NATURAL utiliza en exclusiva el gasoducto de transporte, y tiene la obligación de mantener y mejorar, en lo necesario, dicho gasoducto. El valor neto contable de dicho derecho asciende a 362 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 (431 millones de euros a 31 de diciembre de 2006). Este derecho finalizará en 2021 y podrá ser renovado.
- Acuerdos de concesión mediante los cuales GAS NATURAL opera en la distribución de gas natural en Latinoamérica, generalmente con plazos de hasta 30 años. Estos acuerdos contienen disposiciones para el uso de vías públicas para el suministro directo de gas a los consumidores finales, así como para la construcción y mantenimiento de las instalaciones de gas. Existen también obligaciones de conexión de acuerdo con la normativa de aplicación. Al vencimiento de los acuerdos de concesión, existe una obligación legal de transmitir la titularidad de la red a cambio de una compensación apropiada. Cabe destacar los siguientes acuerdos de concesión:
 - a) Concesión de distribución de gas en el área metropolitana de Río de Janeiro que asciende a 210 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 (208 millones de euros a 31 de diciembre de 2006). La concesión finalizará en 2027 y podrá ser renovada.
 - b) Concesión de distribución de gas en el sur del estado de Sao Paulo que asciende a 162 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 (157 millones de euros a 31 de diciembre de 2006). La concesión finalizará en 2030 y podrá ser renovada.

El epígrafe Otro inmovilizado inmaterial incluye principalmente proyectos en desarrollo para parques de generación eólica nuevos y asciende a 81 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 (96 millones de euros a 31 de diciembre de 2006).

Los principales movimientos de fondo de comercio en los ejercicios 2007 y 2006 se describen en la nota 32. En el ejercicio 2007 se ha adquirido el 28% de participación en el capital de las sociedades dependientes Invergás, S.A., Gas Natural SDG Argentina, S.A., Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A. que ha dado lugar a un fondo de comercio de 27 millones de euros. En el ejercicio 2006 no hubo variaciones en el porcentaje de participación de dependientes, siendo las realizadas en ejercicios anteriores no significativas.

El fondo de comercio se asigna a las Unidades generadoras de efectivo (UGE) de GAS NATURAL identificadas según el país de explotación y el segmento comercial de negocio. Se presenta a continuación un resumen por segmentos de la asignación del fondo de comercio.

	A 31.12.07				A 31.12.06			
	Distribución de gas	Electricidad	UP&MID	Total	Distribución de gas	Electricidad	UP&MID	Total
España	-	118	2	120	-	118	2	120
Italia	140	-	-	140	135	-	-	135
Argentina	27	-	-	27	-	-	-	-
Puerto Rico	-	115	-	115	-	129	-	129
México	30	84	-	114	33	-	-	33
Brasil	25	-	-	25	24	-	-	24
	222	317	2	541	192	247	2	441



Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2007 y 2006. Del análisis del deterioro del fondo de comercio realizado no se dedujo que fuera probable que surgiese ningún deterioro en un período futuro.

Nota 7. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

El movimiento en los ejercicios 2007 y 2006 de las inversiones contabilizadas por el método de la participación es el siguiente:

A 1.1.06	32
Participación en el resultado del ejercicio	5
Dividendos recibidos	(1)
Reclasificaciones (Nota 8)	(3)
Otros	1
A 31.12.06	34
Participación en el resultado del ejercicio	8
Dividendos recibidos	(2)
Desinversiones	(2)
A 31.12.07	38

En febrero de 2007 se ha vendido la participación del 24,2% en el capital de Burgalesa de Generación Eólica, S.A.

Consecuencia del acuerdo de venta de la participación del 10% en el capital de Gas Natural de Alava, S.A. con fecha 1 de septiembre de 2006 se dejó de aplicar el método de la participación a la inversión en dicha sociedad, reclasificando dicha participación a activos financieros disponibles para la venta.

Los datos más significativos correspondientes a las asociadas, consolidadas por el método de la participación, son los siguientes:

	País	Activo	Pasivo	% participación
A 31.12.06				
Torre Marenostum, S.L.	España	78	58	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	18	6	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	117	86	35,0%
Enervent, S.A.	España	26	22	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	10	9	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	11	4	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	12	8	18,0%

A 31.12.07

Torre Marenostum, S.L.	España	78	58	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	19	6	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	123	82	35,0%
Enervent, S.A.	España	24	18	26,0%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	11	4	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	11	8	18,0%

	País	Ingreso	Resultado	% participación
2006				
Torre Marenostum, S.L.	España	4	-	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	23	1	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	70	9	35,0%
Enervent, S.A.	España	5	2	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	2	-	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	4	2	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	3	2	18,0%
Gas Natural de Alava, S.A. (1)	España	21	-	10,0%
2007				
Torre Marenostum, S.L.	España	6	-	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	25	1	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	74	17	35,0%
Enervent, S.A.	España	6	2	26,0%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	4	3	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	4	2	18,0%

(1) La cuenta de resultados incluye en la línea de Participación en el resultado de las asociadas el beneficio de Gas Natural de Alava, S.A. hasta el 30 de agosto de 2006.

A 31 de diciembre de 2007 ninguna de las compañías asociadas cotiza en Bolsa.

Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ha sido consolidada por el método de la participación a pesar de que el porcentaje de participación a 31 de diciembre de 2007 se sitúe por debajo del 20%, ya que GAS NATURAL tiene una representación significativa en la gestión de esta sociedad.

Nota 8. Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2007 y 2006 de los activos financieros disponibles para la venta es el siguiente:

A 1.1.06	640
Aumentos	1
Desinversiones	(319)
Diferencias de conversión	(2)
Reclasificaciones (Nota 7)	3
Ajuste a valor razonable	46
Otros	(1)
A 31.12.06	368
Aumentos	4
Desinversiones	(124)
Ajuste a valor razonable	51
Otros	(1)
A 31.12.07	298

En activos financieros disponibles para la venta se incluyen los siguientes activos:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Participaciones cotizadas	239	210
Participaciones no cotizadas	31	132
Fondo de inversión mobiliaria	28	26
	298	368

Durante el ejercicio 2007 se procedió a la venta de la participación del 9,38% en el capital de Naturgas Energía Grupo, S.A. por 122 millones de euros, que ha generado un beneficio neto de 65 millones de euros, reduciendo las reservas de ajustes por valoración.

Durante el ejercicio 2006 se realizó la venta de la participación del 10% en el capital de Gas Natural de Álava, S.A. por 9 millones de euros, que generaron un beneficio neto de 6 millones de euros, reduciendo las reservas de ajustes por valoración.

Durante el ejercicio 2006 se produjeron desinversiones por el 7,79% de la participación en el capital de Enagás, S.A. por 310 millones de euros, que generaron un beneficio neto de 194 millones de euros, reduciendo las reservas de ajustes por valoración.

A 31 de diciembre de 2007 la participación de GAS NATURAL en Enagás, S.A. era del 5% de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, la cual establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de esta entidad en una proporción superior al 5% del capital social. De acuerdo con lo establecido en la Ley 12/2007, de 2 de julio, las personas físicas o jurídicas que realicen actividades en sector gasista no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema, condición atribuida a Enagás, S.A., por encima del 1%. Según el valor de cotización de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2007 de 19,99 euros por acción (17,62 euros por acción a 31 de diciembre de 2006), la valoración de la participación asciende a 239 millones de euros (210 millones de euros a 31 de

diciembre de 2006).

Nota 9. Otros activos financieros

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2007 y 2006 se muestra a continuación:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Imposiciones financieras	202	-
Créditos comerciales	81	74
Fianzas y depósitos	52	53
Deudores por linealización ingresos capacidad	50	4
Otros créditos	3	7
Otros activos financieros no corrientes	388	138
Créditos comerciales	47	89
Otros	7	6
Otros activos financieros corrientes	54	95
Total otros activos financieros	442	233

El desglose por vencimientos a diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.07	A 31.12.06
Antes de 1 año	54	95
Entre 1 año y 5 años	260	83
Más de 5 años	128	55
Total otros activos financieros	442	233

En imposiciones financieras se recogen 150 millones de euros clasificados como activos financieros a valor razonable con cambios a resultados y 52 millones de euros clasificados como activos financieros mantenidos hasta el vencimiento, que han devengado un interés del 3,11%, todos ellos con vencimiento en el 2009.

Los créditos comerciales incluyen, principalmente, créditos por la venta de instalaciones de calefacción y gas financiadas a largo plazo.

Los tipos de interés correspondientes (entre 6,25% y 9% para créditos entre 1 a 5 años) se ajustan a los tipos de interés del mercado para préstamos de dicha clase y duración por lo que su valor razonable y su valor contable no difieren de forma significativa.

En Deudores por linealización ingresos capacidad se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de cesión de capacidad de generación en México y Puerto Rico.

Nota 10. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Materiales y otras existencias	86	60
Gas natural y gas natural licuado	376	380
Total	462	440

Las existencias de gas natural básicamente incluyen las existencias de gas en los almacenamientos subterráneos, en plantas y en gasoductos.

Nota 11. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Cientes	2.172	1.969
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas ⁽¹⁾	80	80
Provisión por depreciación de deudores	(175)	(153)
Deudores comerciales	2.077	1.896
Otros deudores	139	93
Administraciones públicas	104	116
Ajustes por periodificación	47	25
Total	2.367	2.130

(1) Grupo Repsol YPF, Grupo Suez en 2007

El movimiento de la provisión por depreciación de deudores es el siguiente:

A 1.1.06	(129)
Dotación neta del ejercicio	(48)
Bajas	17
Diferencias de conversión y otros	7
A 31.12.06	(153)
Dotación neta del ejercicio	(42)
Bajas	18
Diferencias de conversión y otros	2
A 31.12.07	(175)

Con carácter general, las facturaciones pendientes de cobro no devengan intereses, estando establecido su vencimiento en un periodo medio de 15 días.

Nota 12. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Tesorería	55	70
Inversiones a corto plazo (España y Resto de Europa)	13	19
Inversiones a corto plazo (Latinoamérica)	84	38
Total	152	127

Las inversiones a corto plazo son muy líquidas (menos de 10 días) y con un tipo de interés efectivo ponderado de 5,9% en diciembre de 2007 (5,5% en diciembre de 2006).

Los tipos de interés efectivos medios ponderados de las inversiones a corto plazo son:

- España: 4,0% en diciembre 2007 y 4,4% en diciembre 2006.

- Latinoamérica: 6,3% en diciembre 2007 y 7,6% en diciembre 2006.

Nota 13. Patrimonio

La composición y el movimiento de este epígrafe es la siguiente:

Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad							
	Capital Social	Reservas ajustes por valoración	Ganancias acumuladas y otras reservas	Diferencias de cambio	Subtotal	Intereses minoritarios	Total Patrimonio
Balance a 1.1.06	448	313	4.539	111	5.411	355	5.766
Dividendo	-	-	(403)	-	(403)	(66)	(469)
Ingresos y gastos reconocidos	-	(151)	852	(57)	644	56	700
Adquisición de Intereses minoritarios	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Balance a 31.12.06	448	162	4.988	54	5.652	344	5.996
Dividendo	-	-	(465)	-	(465)	(70)	(535)
Ingresos y gastos reconocidos	-	(10)	960	(67)	883	94	977
Adquisición de intereses minoritarios	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Balance a 31.12. 07	448	152	5.483	(13)	6.070	357	6.427

Capital social

A 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006 el número autorizado total de acciones ordinarias es de 447.776.028 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de 1 euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

El Consejo de Administración de la Sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 16 de mayo de 2007, de conformidad con el artículo 153, 1, b) de la Ley de Sociedades Anónimas, fue autorizado para aumentar el capital social como máximo en 223.888.014 euros dentro del plazo de 5 años, mediante desembolso dinerario y en una o varias veces sin necesidad de nueva autorización.

Por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de mayo de 2007, el Consejo de Administración fue autorizado para que en un plazo no superior a los dieciocho meses pudiera adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 5% del capital social, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca se supere entre las acciones adquiridas por la Sociedad y las que tuvieran las sociedades dominadas, el expresado porcentaje. El precio mínimo y máximo de adquisición será el de cotización en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas con una oscilación en más o en menos de un 5%.

Asimismo, fue autorizado por acuerdo de la misma Junta General Ordinaria de Accionistas para que, dentro del plazo de 5 años, pudiera emitir títulos de renta fija no convertibles en acciones, representativos de una deuda, bonos, pagarés, obligaciones simples, hipotecarias o garantizadas hasta un total de 2.000 millones de euros.

Durante los ejercicios 2007 y 2006 no se han realizado transacciones con acciones propias.

La totalidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

La cotización al fin del ejercicio 2007 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 40,02 euros (29,99 euros a 31 de diciembre de 2006). Asimismo, la participada, Gas Natural BAN, S.A. tiene admitidas a cotización en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina) 159.514.583 acciones que representan el 49% de su totalidad cuya cotización a 31 de diciembre de 2007 asciende a 2,53 pesos por acción (1,84 pesos por acción a 31 de diciembre de 2006).

Las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2007 son las siguientes:

	Participación en el capital social %
- Grupo "la Caixa" (*)	33,06
- Grupo Repsol YPF	30,85
- Grupo Suez (*)	11,30
- Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03

(*) Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) es una compañía participada en un 51% por el Grupo Suez y en un 49% por el Grupo "la Caixa", HISUSA es titular del 5,03% de acciones de GAS NATURAL, porcentaje que se ha incluido en la participación del Grupo Suez. A efectos económicos, la participación del Grupo "la Caixa", teniendo en cuenta la titularidad de HISUSA, es de 35,53%.

Ganancias acumuladas y otras reservas:

El epígrafe de Ganancias acumuladas y otras reservas incluye, entre otras, las siguientes reservas:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Reserva legal (a)	90	90
Reserva estatutaria (b)	68	68
Reserva de revalorización (c)	225	225
Reserva para red denominación en Euros (d)	1	1

a) Reserva legal

Por lo dispuesto en el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas debe destinarse una cifra igual al 10% de los beneficios a dicha reserva hasta que represente, como mínimo, el 20% del capital social. La reserva legal puede utilizarse para aumentar el capital en la parte que supere el 10% del capital ya aumentado.

Salvo para la finalidad mencionada, y siempre que no supere el 20% del capital social, la reserva legal únicamente puede utilizarse para compensar pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

b) Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A., el 2% del beneficio neto del ejercicio debe asignarse a la reserva estatutaria hasta que ésta alcance, al menos, el 10% del capital social.

c) Reserva de revalorización

La Reserva de revalorización puede destinarse a la eliminación de resultados contables negativos, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o

cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

d) Reserva para redenominación en Euros

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley 46/1998 sobre introducción del euro se constituyó una reserva disponible relacionada con la redenominación a euros de las acciones que constituyen el capital social de la Sociedad.

Ganancias por acción

Las ganancias básicas por acción se calculan dividiendo el beneficio atribuible a Accionistas de la Sociedad dominante entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el año.

	A 31.12.07	A 31.12.06
Beneficio atribuible a accionistas de la sociedad	959	855
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (millones)	448	448
Ganancias por acción (en euros):		
- Básicas	2,14	1,91
- Diluidas	2,14	1,91

La sociedad no tiene emisiones de instrumentos financieros que puedan diluir el beneficio por acción.

Dividendos

El Consejo de Administración acordó el 24 de noviembre de 2006 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2006 de 0,37 euros brutos por acción, por importe total de 166 millones de euros, pagado a partir del 9 de enero de 2007.

La Junta General de Accionistas celebrada el 16 de mayo de 2007 aprobó abonar un total de 0,98 euros por acción con cargo a los resultados del 2006 y, en consecuencia el reparto de un dividendo a pagar en julio del 2007 de 273 millones de euros (0,61 euros por acción).

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 30 de noviembre de 2007, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2007 de 0,43 euros por acción, por un importe total de 193 millones de euros pagado a partir del día 8 de enero de 2008.

Con fecha 29 de febrero de 2008, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta de Accionistas de abonar un total de 1,14 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2007.

La propuesta de distribución del beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. correspondiente al ejercicio 2007, que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación, es la siguiente:

Base de reparto	
Pérdidas y ganancias	746
Distribución	
A reserva voluntaria	235
A dividendo	511

Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital de GAS NATURAL es asegurar una estructura financiera que optimice el coste de capital manteniendo una sólida posición financiera, para compatibilizar la creación de valor para el accionista con el acceso a los mercados financieros a un coste competitivo para cubrir las necesidades de financiación.

GAS NATURAL considera como indicadores de los objetivos fijados para la gestión del capital mantener el rating en la categoría A por Standard & Poor's y un nivel de apalancamiento de alrededor del 50%.

La clasificación crediticia de la deuda de GAS NATURAL a largo plazo es la siguiente:

	2007	2006
Moody's	A2	A2
Standard & Poor's	A	A+
Fitch	A+	A+

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2007	2006
Deuda financiera neta:	3.689	3.071
Deuda financiera a largo plazo (Nota 17)	3.075	2.590
Deuda financiera a corto plazo (Nota 17)	1.004	628
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 12)	(152)	(127)
Derivados (Nota 18)	(36)	(20)
Imposiciones financieras (Nota 9)	(202)	-
Patrimonio neto:	6.427	5.996
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	6.070	5.652
De intereses minoritarios (Nota 13)	357	344
Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto))	36,5%	33,9%

Nota 14. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos durante los ejercicios 2007 y 2006 han sido los siguientes:

	Subvenciones de capital	Ingresos por acometidas y ramales	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros ingresos	Total
A 1.01.06	160	147	88	38	433
Financiación recibida	48	28	19	1	96
Cancelaciones	-	(1)	-	-	(1)
Aplicaciones a resultados	(12)	(13)	(11)	(10)	(46)
Diferencias de conversión	-	(1)	-	(3)	(4)
A 31.12.06	196	160	96	26	478
Financiación recibida	27	27	20	2	76
Aplicaciones a resultados	(9)	(11)	(9)	(1)	(30)
Combinaciones de negocios (Nota 32)	24	-	-	-	24
Diferencias de conversión	-	(1)	(1)	(3)	(5)
A 31.12.07	238	175	106	24	543

Nota 15. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2006 y 2007 es:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Provisiones no corrientes	378	367
Provisiones corrientes	65	8
Total	443	375

Se incluyen en este epígrafe las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, así como también de litigios y arbitrajes en curso y otros compromisos. La información sobre la naturaleza de las disputas con terceros y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de "Litigios y arbitrajes" de la Nota 36.

El movimiento de las provisiones no corrientes es el siguiente:

A 1.1.06	283
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Dotaciones	109
– Reversiones	(40)
Pagos en el ejercicio	(22)
Combinaciones de negocio (Nota 32)	10
Traspasos y otros	27
A 31.12.06	367
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Dotaciones	137
– Reversiones	(22)
Pagos en el ejercicio	(40)
Combinaciones de negocio (Nota 32)	1
Diferencias de conversión	(5)
Traspasos y otros	(60)
A 31.12.07	378

Dadas las características de los riesgos incluidos, no es posible determinar un

calendario razonable de las fechas de pago.

El movimiento de las provisiones corrientes es el siguiente:

A 1.1.06	-
Dotaciones con cargo a resultados	8
A 31.12.06	8
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Dotaciones	1
– Reversiones	(2)
Pagos en el ejercicio	(6)
Traspasos y otros	64
A 31.12.07	65

Nota 16. Provisiones por obligaciones con el personal

A continuación se incluye un desglose de las Provisiones relativas a las obligaciones con el personal:

	Pensiones	Otras obligaciones con el personal	Total
A 1.1.06	58	24	82
Dotaciones con cargo a resultados	7	-	7
Pagos en el ejercicio	(9)	(3)	(12)
Diferencias de conversión	(1)	-	(1)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	2	-	2
A 31.12.06	57	21	78
Dotaciones con cargo a resultados	6	2	8
Pagos en el ejercicio	(6)	-	(6)
Diferencias de conversión	1	-	1
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(1)	-	(1)
Otras aplicaciones	7	-	7
A 31.12.07	64	23	87

a) Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Desglose por país	A 31.12.07	A 31.12.06	A 1.1.06
España (1)	27	21	19
Brasil (2)	32	31	35
Italia	4	4	4
México	1	1	-
Total	64	57	58

1) Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en España

A 31 de diciembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, GAS NATURAL tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados empleados:

- Pensionistas (jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos).
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Planes de jubilación anticipada.
- Sanidad y otras prestaciones.
- Subsidio de gas.
- Determinadas cantidades globales y pensiones incluidas en convenios colectivos.
- Cobertura de fallecimiento durante toda la vida para un colectivo determinado.

Las cantidades reconocidas en el balance se determinan del modo siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06	A 1.1.06
Valor actual de obligaciones consolidadas	163	166	172
Valor razonable de los activos del plan	(155)	(168)	(169)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	19	23	23
Otros movimientos	-	-	(7)
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	27	21	19

Los activos de planes de pensiones son contratos de pólizas de seguros en los que la compañía aseguradora ha asumido el rendimiento sobre la inversión y los riesgos de mortalidad.

Las cantidades reconocidas en la cuenta de resultados son las siguientes:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Coste de servicio del ejercicio	2	2
Coste de intereses	10	7
Rendimiento previsto de los activos del plan	(9)	(6)
Cargo total en cuenta de resultados	3	3

El rendimiento real sobre activos del plan durante el ejercicio 2007 fue de 8 millones de euros.

El movimiento en el pasivo reconocido en el balance es el siguiente:

A 1.1.06	19
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(6)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	5
A 31.12.06	21
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(3)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(1)
Otras aplicaciones	7
A 31.12.07	27

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Tipo de descuento (anual)	5,0%	4,5%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	5,0%	4,5%
Incrementos futuros en salario (anual)	3,0%	3,0%
Incrementos futuros en pensión (anual)	2,5%	2,5%
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	PERMF 2000

La tasa de descuento se ha determinado en base a la curva de tipos de bonos corporativos iboxx AA. El análisis de sensibilidad llevado a cabo determina que el impacto en el gasto por pensiones y prestaciones post-empleo no resultaría significativo.

2) Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Brasil

A 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006, GAS NATURAL tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral denominado "Plan Gassius", con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

Las cantidades reconocidas en el balance se determinan del modo siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06	A 1.1.06
Valor actual de obligaciones consolidadas	85	70	70
Valor razonable de los activos del plan	(77)	(59)	(54)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	24	20	19
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	32	31	35

Los activos de plan de pensiones se invierten del modo siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Títulos	18,9%	28,5%
Bonos	77,1%	64,6%
Terrenos	4,0%	6,9%
Total	100,0%	100,0%

Las cantidades reconocidas en la cuenta de resultados son las siguientes:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Coste de servicio del ejercicio	-	-
Coste de intereses	10	10
Rendimiento previsto de los activos del plan	(7)	(6)
Cargo total en cuenta de resultados	3	4



El movimiento en el pasivo reconocido en el balance es el siguiente:

A 1.1.06	35
Diferencias de conversión	(1)
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	4
Contribuciones pagadas	(3)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(4)
A 31.12.06	31
Diferencias de conversión	1
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(3)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	-
A 31.12.07	32

Las principales hipótesis actuariales anuales fueron las siguientes:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Tipo de descuento (anual)	6,0%	6,0%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	6,0%	6,0%
Incrementos futuros de salario (anual)	1,5%	1,5%
Incrementos futuros de pensiones (anual)	0,0%	0,0%
Tipo de inflación (anual)	4,5%	4,5%
Tabla de mortalidad	AT-83	GAM - 83

b) Otras provisiones relativas a obligaciones con el personal

Corresponde a los compromisos retributivos de carácter diferido para recompensar la permanencia de personal directivo.

Nota 17. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es la siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	724	769
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	2.305	1.741
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	46	80
Deuda financiera no corriente	3.075	2.590
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	70	43
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	907	585
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	27	-
Deuda financiera corriente	1.004	628
Total	4.079	3.218

El valor contable y el valor razonable de la deuda financiera no corriente es el siguiente:

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.07	A 31.12.06	A 31.12.07	A 31.12.06
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	724	769	770	798
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	2.305	1.741	2.278	1.821

El valor razonable de deudas con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares.

A 31 de diciembre de 2007, GAS NATURAL tiene líneas de crédito por una cantidad total 1.844 millones de euros (1.622 millones de euros a 31 de diciembre de 2006), de las cuales 1.178 millones de euros no están dispuestas (1.492 millones de euros a 31 de diciembre de 2006).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera consolidada bruta por instrumento a 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2007:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	26	200	524	-	-	-	750
Variable	44	-	-	-	-	-	44
Bancos Institucionales							
Fija	123	60	33	-	-	-	216
Variable	15	38	48	29	-	-	130
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	91	58	10	611	12	106	888
Variable	705	360	103	35	435	413	2.051
Total fija	240	318	567	611	12	106	1.854
Total variable	764	398	151	64	435	413	2.225
Total	1.004	716	718	675	447	519	4.079
A 31 de diciembre de 2006:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	5	28	198	525	-	-	756
Variable	38	18	-	-	-	-	56
Bancos institucionales							
Fija	68	138	67	37	-	-	310
Variable	34	30	30	53	32	-	179
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	95	162	56	14	615	87	1.029
Variable	388	106	143	33	29	189	888
Total fija	168	328	321	576	615	87	2.095
Total variable	460	154	173	86	61	189	1.123
Total	628	482	494	662	676	276	3.218

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la clasificación entre tipo fijo y tipo variable, sería: a tipo fijo 761 millones de euros en 2007 (850 millones de euros en 2006) y a tipo variable 3.245 millones de euros en 2007 (2.288 millones de euros en 2006).

Los intereses a pagar en ejercicios futuros para préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2007 incluidos en el cuadro anterior, ascienden a un importe máximo anual de aproximadamente 275 millones de euros.

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006 y su perfil de vencimiento, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

A 31 de diciembre de 2007:	2008	2009	2010	2011	2012	2013 y siguientes	Total
Deuda denominada en euros	440	426	586	612	413	353	2.830
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	133	108	70	20	13	129	473
Peso mejicano	197	-	-	-	-	-	197
Real brasileño	145	132	58	39	21	37	432
Peso colombiano	45	11	4	4	-	-	64
Peso argentino	44	39	-	-	-	-	83
Total	1.004	716	718	675	447	519	4.079

A 31 de diciembre de 2006:	2007	2008	2009	2010	2011	2012 y siguientes	Total
Deuda denominada en euros	212	-	202	525	600	149	1.688
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	110	113	115	86	30	127	581
Peso mejicano	110	213	-	-	-	-	323
Real brasileño	123	95	128	46	46	-	438
Peso colombiano	45	32	5	5	-	-	87
Peso argentino	28	29	44	-	-	-	101
Total	628	482	494	662	676	276	3.218

La deuda financiera en euros ha soportado a 31 de diciembre de 2007 un tipo de interés efectivo medio del 4,62% (4,14% a 31 diciembre de 2006) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio del 10,37% (10,40% a 31 de diciembre de 2006) incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Programa ECP. En marzo de 2001, se estableció un programa de Euro Commercial Paper (ECP) en virtud del cual se podía emitir hasta un principal total de 1.000 millones de euros o su equivalente en divisas alternativas. A 31 de diciembre de 2007 así como a 31 de diciembre de 2006 no había cantidad dispuesta alguna.

Programa EMTN. En 1999, se estableció un programa de EMTN (European Medium Term Notes) a medio plazo en virtud del cual se podía emitir hasta un principal total de 2.000 millones de euros. El 27 de diciembre de 2007 dicho programa se amplió hasta 4.000 millones de euros. A 31 de diciembre de 2007 así como a 31 de diciembre de 2006 estaba pendiente un principal total de 725 millones de euros.

Deuda con entidades de crédito para el Gasoducto Magreb-Europa. En 1994, se suscribió un crédito de 450 millones de dólares estadounidenses con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), estructurado en tres tramos con vencimiento entre 2005 y 2010. En 1995, se suscribió un préstamo de 200 millones de dólares estadounidenses con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) con vencimiento entre 2006 y 2010. Ambos créditos se otorgaron en relación con la construcción del gasoducto Magreb-Europa. A 31 de diciembre de 2007, 234 millones de dólares estadounidenses (159 millones de euros) del préstamo BEI y 120 millones de dólares

estadounidenses (82 millones de euros) del préstamo Instituto de Crédito Oficial (ICO) estaban pendientes. El vencimiento medio de esta deuda es de 1,8 años. Asimismo durante el ejercicio 2007 se formalizó una póliza de crédito de límite 45 millones de dólares estadounidenses de los cuales 17 millones habían sido dispuestos a 31 de diciembre de 2007 (12 millones de euros).

A 31 de diciembre de 2006, quedaban pendientes los importes de 322 millones de dólares estadounidenses (245 millones de euros) del préstamo con el BEI y 160 millones de dólares estadounidenses (121 millones de euros) con el Instituto de Crédito Oficial (ICO). El vencimiento medio de esta deuda es de 2,1 años.

Deuda con entidades de crédito europeas (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2007, estas deudas corresponden a 600 millones de euros por el préstamo sindicado "Club Deal" con vencimiento en 2011, a préstamos con entidades italianas con vencimiento en el largo plazo por importe de 10 millones de euros y a préstamos bilaterales formalizados para la adquisición de activos en México el vencimiento de los cuales es 2008 por un importe de 350 millones de euros y 2012 para los restantes 400 millones de euros; asimismo se incluyen líneas de crédito dispuestas por 634 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2006, incluían el préstamo sindicado "Club Deal" de 600 millones de euros que vence en 2011, y un préstamo sindicado con 14 entidades financieras españolas que vencía en 2007 de 120 millones de euros. Se incluían también líneas de crédito dispuestas por 79 millones de euros.

Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales/institucionales). A 31 de diciembre de 2007, la deuda en Latinoamérica ascendió a 776 millones de euros con una amplia gama de instituciones financieras, de las cuales el 43% estaban garantizadas por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es el siguiente: Argentina 83 millones de euros, México 197 millones de euros, Colombia 64 millones de euros y Brasil 432 millones de euros. Se incluyen en México 10 millones de líneas de crédito dispuestas. Además en las deudas de Argentina y Colombia se incluyen Obligaciones emitidas a corto plazo por importe de 26 millones de euros y de 14 millones de euros respectivamente.

A 31 de diciembre de 2006, la deuda en Latinoamérica contratada con una amplia gama de entidades financieras asciende a 908 millones de euros. El 39% de esta deuda ha sido garantizada por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es como sigue: Argentina, 73 millones de euros; México, 324 millones de euros, Colombia, 73 millones de euros y Brasil, 438 millones de euros. Se incluyen en México 40 millones de líneas de crédito dispuestas. Toda la deuda latinoamericana está denominada en moneda local.

Operadoras de parques de generación eólica (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2007, las operadoras de parques eólicos Dersa y Gas Natural Eólica (antes denominada Sinia XXI) tenían 117 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos. Más del 55% de esta deuda vence en o después del 2012.

A 31 de diciembre de 2006, las operadoras de parques eólicos Dersa y Gas Natural Eólica (antes Sinia XXI) tenían 121 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos.

Puerto Rico (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2007, la deuda asociada con la planta de ciclo combinado y la planta de regasificación en Puerto Rico asciende a 185 millones de euros, incluyendo 10 millones de euros en líneas de créditos dispuestas. El 77% de esta deuda vence en o después de 2012.

A 31 de diciembre de 2006, esta deuda ascendía a 214 millones de euros, incluyendo 11 millones de euros en líneas de crédito dispuestas.

Nota 18. Instrumentos financieros derivados

El detalle de los instrumentos financieros derivados por categorías y vencimientos es el siguiente:

	A 31.12.07		A 31.12.06	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	33	46	19	82
Cobertura flujos de caja				
- Tipo de interés	30	12	19	12
- Precio de commodities	3	-	-	2
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	34	-	68
Otros Instrumentos financieros	-	-	1	-
- Tipo de interés	-	-	1	-
Instrumentos financieros derivados no corrientes	33	46	20	82
Instrumentos financieros derivados de cobertura	11	61	10	46
Cobertura flujos de caja				
- Tipo de interés	-	-	-	1
- Tipo de cambio	-	12	-	18
- Precio de commodities	4	22	10	27
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	6	27	-	-
- Tipo de cambio	1	-	-	-
Otros Instrumentos financieros	-	3	-	-
- Precio de commodities	-	3	-	-
Instrumentos financieros derivados corrientes	11	64	10	46
Total	44	110	30	128

Se incluyen en Otros instrumentos financieros los derivados no designados contablemente de cobertura.

El impacto en la cuenta de resultados de los instrumentos financieros derivados es el siguiente:

	2007		2006	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de caja	(75)	(7)	(70)	(10)
Cobertura valor razonable	(1)	18	-	(30)
Otros	(1)	-	-	-
Total	(77)	11	(70)	(40)

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2007 y 2006, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

		31.12.07						
	Valor Razonable	Valor Nocial (en millones según moneda indicada)						
		2008	2009	2010	2011	2012	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de caja:								
Permutas financieras (EUR)	26	3	202	2	601	8	21	837
Permutas financieras (USD)	(12)	13	13	52	11	12	77	178
Permutas financieras (MXN)	-	1.000	-	-	-	-	-	1.000
Permutas financieras (ARS)	-	113	-	-	-	-	-	113
Collar (EUR)	1	5	15	5	3	6	10	44
Collar con barreras (EUR)	-	-	-	-	-	4	-	4
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de caja:								
Permutas financieras (USD)	3	-	58	-	-	-	-	58
Seguro de cambio (USD)	(12)	637	-	-	-	-	-	637
Cobertura de valor razonable:								
Permutas financieras (BRL)	(61)	126	52	2	1	-	-	181
Permutas financieras (MXN)	6	1.000	-	-	-	-	-	1.000
Seguros de cambio (BRL)	-	35	-	-	-	-	-	35
Seguro de cambio (USD)	1	103	-	-	-	-	-	103
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de caja:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(9)	147	4	-	-	-	-	151
Derivados precios de commodities (USD)	(6)	88	-	-	-	-	-	88
OTROS:								
Seguros de cambio (USD)	-	65	-	-	-	-	-	65
Derivados precios de commodities (EUR)	(3)	35	-	-	-	-	-	35

		31.12.06						
	Valor	Valor Nocial						
	Razonable	(en millones según moneda indicada)						
		2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de caja:								
Permutas financieras (EUR)	18	2	1	201	2	601	14	821
Permutas financieras (USD)	(10)	11	13	13	52	13	87	189
Permutas financieras (MXN)	(2)	2.000	1.000	-	-	-	-	3.000
Permutas financieras (ARS)	(1)	-	113	-	-	-	-	113
Collar (EUR)	-	5	5	15	5	2	13	45
Collar con barreras (EUR)	-	-	1	-	-	-	3	4
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO								
Cobertura de flujos de caja:								
Permutas financieras (USD)	-	-	-	58	-	-	-	58
Seguro de cambio (USD)	(18)	1.127	-	-	-	-	-	1.127
Cobertura de valor razonable:								
Seguro de cambio (BRL)	-	19	-	-	-	-	-	19
Permutas financieras (BRL)	(68)	107	154	58	1	1	-	321
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de caja:								
Derivados precios de commodities (EUR)	(4)	65	-	-	-	-	-	65
Derivados precios de commodities (USD)	(15)	40	-	-	-	-	-	40
OTROS:								
Permutas financieras (EUR)	1	124	-	-	-	2	-	126

Nota 19. La gestión del riesgo

GAS NATURAL cuenta con una serie de normas, procedimientos y sistemas orientados a la identificación, medición y gestión de las diferentes categorías de riesgo que definen los siguientes principios básicos de actuación:

- Garantizar que los riesgos más relevantes sean correctamente identificados, evaluados y gestionados.
- Segregación a nivel operativo de las funciones de gestión del riesgo.
- Asegurar que el nivel de exposición al riesgo asumido por GAS NATURAL en el desarrollo de sus negocios sea congruente con el perfil global de riesgo objetivo y con la consecución de sus objetivos anuales y estratégicos.
- Enfoque integrado de la gestión rentabilidad-riesgo.
- Asegurar la adecuada determinación y revisión del perfil de riesgo por parte del Comité de Riesgos, proponiendo límites globales por categoría de riesgo, y su asignación entre las Unidades de Negocio.

Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos financieros que devengan un tipo de interés fijo, así como los flujos de efectivo de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable, por lo que afectan tanto al patrimonio como al resultado respectivamente.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener el equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos.

GAS NATURAL utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés.

La estructura de deuda a 31 de diciembre de 2007 y 2006, una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	A 31.12.2007	A 31.12.2006
Tipo de interés fijo	1.854	2.095
Tipo de interés variable	2.225	1.123
Total	4.079	3.218

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del European Interbank Offered Rate (EURIBOR), el London Interbank Offered Rate (LIBOR) y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia y Argentina.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

	Incremento/descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2007	+10	-2	3
	-10	2	-3
2006	+10	-1	3
	-10	1	-3

Riesgo de tipo de cambio

Las variaciones de los tipos de cambio pueden afectar al valor razonable de:

- Contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventa de materias primas denominados en moneda distinta a la moneda local o funcional.
- Deuda denominada en monedas distintas a la moneda local o funcional.
- Operaciones e inversiones en monedas que no sean el euro, por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado y resultados.

Para mitigar estos riesgos GAS NATURAL financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en moneda local. Asimismo, intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

Para las posiciones abiertas, los riesgos con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados mediante la contratación de permutas financieras y seguros de cambio dentro de los límites aprobados de instrumentos de cobertura.

La divisa diferente del euro en que más opera GAS NATURAL es el dólar estadounidense. La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado de GAS NATURAL a una variación del 5% (incremento y decremento) del tipo de cambio del dólar frente al euro es la siguiente:

		2007	2006
Efecto en el resultado antes de impuestos	+5%	1	1
	- 5%	-1	-1
Efecto en el patrimonio antes de impuestos	+5%	-21	-38
	- 5%	23	42

Riesgo de precio de *commodities*

GAS NATURAL se encuentra expuesta al riesgo de variación del precio de *commodities* puesto que una parte importante de sus gastos operativos están vinculados a la compra de gas para la comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente las plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. Especialmente destacable es el efecto que tiene la estacionalidad de la demanda en las puntas de consumo invernal, suponiendo la necesidad de adquisición de gas adicional para garantizar la continuidad del suministro con compras *spot* a unos niveles de precio superiores a los de los contratos de aprovisionamiento de largo plazo. Adicionalmente, como consecuencia de la significativa presencia en el negocio de generación de electricidad, GAS NATURAL se encuentra expuesta al precio de venta de la electricidad.

La exposición a estos riesgos se gestiona y mitiga a través del seguimiento de la posición respecto a dichos *commodities*. Adicionalmente, en el negocio gasista tratan de equilibrarse las obligaciones de compra y suministro y la diversificación y gestión de los contratos de suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural se gestiona la posición, dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando derivados para reducir la exposición al riesgo de precio, designándose generalmente como instrumentos de cobertura.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio a la variación del valor razonable de los derivados contratados para cubrir el precio de *commodities*, tomando como referencia de variación del precio de compra de gas el índice Henry Hub y como referencia de variación del precio de venta de electricidad el precio en el mercado diario de la electricidad (OMEL), es la siguiente:

	Incremento/descenso en el Henry Hub (precio de compra de gas)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2007	+10%	-	1
	-10%	-	-1
2006	+10%	-	3
	-10%	-	-3

	Incremento/descenso en el precio OMEL (precio de venta electricidad)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2007	+10%	-4	-14
	-10%	4	14
2006	+10%	-	-
	-10%	-	-

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito derivado del fallo de una contraparte está controlado a través de políticas que aseguran que las ventas al por mayor de productos se efectúen a clientes con un historial de crédito adecuado, respecto a los cuales se establecen los correspondientes análisis de solvencia y en base a los cuales se asignan los correspondientes límites de crédito.

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el balance de situación netos de provisiones de insolvencias, estimadas por GAS NATURAL en función de la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes y del entorno económico actual.

Para mitigar el riesgo de crédito derivado de posiciones financieras, la contratación de derivados y la colocación de excedentes de tesorería se realiza en bancos e instituciones financieras de alta solvencia de acuerdo con la calificación crediticia de Moody's y S&P.

A 31 de diciembre de 2007 y 2006, GAS NATURAL no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito.

El análisis de antigüedad de los activos financieros en mora pero no considerados deteriorados al 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	A 31.12.2007	A 31.12.2006
Menos de 90 días	175	179
90 – 180 días	33	71
Más de 180 días	1	1
Total	209	251

Riesgo de liquidez

GAS NATURAL mantiene unas políticas de liquidez que aseguran el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos, diversificando la cobertura de las necesidades de financiación y los vencimientos de la deuda. Una gestión prudente del riesgo de liquidez incorpora el mantenimiento de suficiente efectivo y activos realizables y la disponibilidad de fondos de importe adecuado para cubrir las obligaciones de crédito.

A 31 de diciembre de 2007, las disponibilidades de liquidez alcanzan los 5.807 millones de euros, considerando el efectivo (ver Nota 12), las imposiciones financieras (ver Nota 9) y las líneas de crédito y emisiones de deuda no dispuestas (ver Nota 17).

Nota 20. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2007 y 2006 se muestra a continuación:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	382	312
Deuda por linealización ingresos de capacidad (2)	116	-
Otros pasivos (3)	60	83
Fianzas y depósitos	41	40
Total	599	435

(1) Deuda por contratos de arrendamiento financiero

En diciembre de 2007 se ha adquirido un buque de 138.000 metros cúbicos de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años y vencimiento en 2032, ampliable por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL (50%).

En 2003, GAS NATURAL adquirió dos buques criogénicos para el de transporte de gas natural licuado con una capacidad de 276.000 m³ a través de contratos de arrendamiento financiero. La duración del contrato es de 20 años, con vencimiento en 2023.

El detalle de los pagos mínimos por los contratos de arrendamiento financiero son los siguientes:

	A 31.12.07			A 31.12.06		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	36	(2)	34	29	(2)	27
Entre 1 y 5 años	144	(29)	115	116	(24)	92
Más de 5 años	612	(345)	267	517	(297)	220
Total	792	(376)	416	662	(323)	339

(2) Deuda por linealización ingresos de capacidad

Recoge los ingresos facturados por capacidad, pendientes de reconocer en ingresos, por la linealización de los mismos en el periodo de vigencia de los contratos de cesión de capacidad eléctrica en México.

(3) Otros pasivos

Se incluye, básicamente, la obligación de recompra de las acciones preferentes de Buenergía Gas & Power, Ltd. El 47,5% de participación indirecta en EcoEléctrica, L.P., se ostenta a través de la sociedad Buenergía. Dicha sociedad está participada en un 95% por Invergas Puerto Rico, S.A. y en un 5% por una filial del Grupo General Electric, denominada Project Finance XI (PFXI). PFXI es, además, titular de las acciones preferentes de Buenergía que le otorgan un derecho preferente sobre los dividendos de dicha sociedad y que deberán ser recompradas por Buenergía, en la medida en que la sociedad reparta beneficios, conforme al siguiente calendario:

	Millones de dólares estadounidenses
2008 ⁽¹⁾	16
2009	15
2010	21
Más de 5 años	27
Total	79

(1) Incluye la parte a corto plazo de los Otros pasivos corrientes mencionados en la Nota 21.

Nota 21. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Gastos devengados y no pagados	124	94
Otros pasivos	27	36
Pasivo por arrendamiento financiero	34	27
Dividendo a pagar	205	168
Total	390	325

Nota 22. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2007 y 2006 es el siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Acreedores comerciales	1.909	1.650
Acreedores comerciales empresas vinculadas (1)	16	7
Acreedores comerciales empresas asociadas	1	4
Administraciones públicas	195	161
Remuneraciones pendientes de pago	29	21
Otros	-	5
Total	2.150	1.848

(1) Grupo Repsol YPF, Grupo Suez en 2007

La mayoría de las cuentas a pagar no devengan intereses y tienen establecido un vencimiento contractual inferior a 30 días en el caso de proveedores por compras de gas y para el resto de proveedores de entre 30 y 90 días.

Nota 23. Situación fiscal

Gas Natural SDG, S.A. como sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal y para su tributación en España, tributa desde el año 1993 en el Régimen de Consolidación Fiscal regulado en el Capítulo VII del Título VII del Real Decreto Legislativo 2004, de 5 de marzo, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del Grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota.

En el ejercicio 2007, el Grupo Consolidado Fiscal lo constituyen además de Gas Natural SDG, S.A. las sociedades siguientes: Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural Cegás, S.A., Gas Natural Castilla La Mancha, S.A., Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A., Gas Natural Informática, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Andalucía, S.A., Gas Natural Internacional SDG, S.A., Holding Gas Natural, S.A., La Propagadora del Gas, S.A., La Energía, S.A., Sagane, S.A., Gas Natural Cantabria SDG, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Desarrollo del Cable, S.A., Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A., Gas Natural Soluciones, S.L., Invergas Puerto Rico, S.A., Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Transporte SDG, S.L., Gas Natural Corporación Eólica, S.L., Gas Natural Exploración, S.L., Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L., Electra de Abusejo, S.L., Gas Natural Capital Markets, S.A., Gas Natural Eólica, S.A., Tratamiento Almazán, S.L., Gas Natural Comercial SDG, S.L., Portal del Instalador, S.A., Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A., Boreas Eólica, S.A., Boreas Eólica 2, S.A., Desarrollo de Energías Renovables, S.A., Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A., Gas Natural Wind, S.L., Gas Natural Wind 2, S.L., Gas Natural Wind 3, S.L., Gas Natural Wind 4, S.L., Gas Natural Wind 5, S.L.,

Gas Natural Wind 6, S.L., Gas Natural Wind Canarias, S.L., Gas Natural Energy Canarias, S.L. y Gas Natural West África, S.L.

Otras sociedades residentes en España y que no están integradas en el Grupo Fiscal tributan de forma individualizada.

El resto de sociedades de GAS NATURAL tributan, en cada uno de los países en que operan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registra el impuesto a la ganancia mínima presunta o el impuesto al activo sobre determinados activos y pasivos, impuestos que generalmente se podrán computar como pagos a cuenta del Impuesto sobre beneficios que se genere en los diez ejercicios siguientes.

La conciliación del resultado contable de los ejercicios con la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es la siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Resultado contable consolidado antes de impuestos	1.415	1.231
Gastos no deducibles e ingresos no computables	(28)	(187)
De las sociedades individuales	(209)	(303)
De los ajustes de consolidación	181	116
Diferencias temporales	151	(71)
Provisiones	89	(22)
Otros conceptos	62	(49)
Base imponible previa	1.538	973
Compensación bases negativas de ejercicios anteriores	(3)	(27)
Base Imponible	1.535	946

La conciliación entre la tasa impositiva aplicable y la tasa efectiva para los ejercicios 2007 y 2006 es la siguiente:

	2007	%	2006	%
Resultado antes de impuestos	1.415		1.231	
Impuesto teórico	460	32,5	431	35,0
Deducciones fiscales por reinversión	(68)	(4,8)	(45)	(3,7)
Otras deducciones fiscales	(13)	(0,9)	(13)	(1,1)
Cambio tipo impositivo en España	4	0,3	(8)	(0,6)
Tipos impositivos sociedades extranjeras	(27)	(2,0)	(46)	(3,7)
Efecto beneficios netos íntegros método participación	(2)	(0,1)	(2)	(0,2)
Diferencias impositivas ejercicio anterior y otros	5	0,3	(15)	(1,2)
Impuesto sobre sociedades devengado	359	25,3	302	24,6

Debido a la modificación introducida por la Ley 35/2006 de 28 noviembre, según la cual el tipo general de gravamen del Impuesto sobre Sociedades en España ha sido modificado pasando del 35% al 32,5%, para los períodos impositivos iniciados a partir de 1 enero de 2007 y al 30%, para los períodos impositivos iniciados a partir de 1 enero de 2008 se han ajustado el importe de los créditos por bases imponibles negativas pendientes de compensación al cierre, así como los impuestos diferidos en función del importe por el que se esperan recuperar o pagar, respectivamente. Los mencionados ajustes se han registrado en la línea de gasto por impuesto sobre sociedades, excepto en el caso en que estén relacionados con partidas inicialmente

registradas contra patrimonio. Los mencionados ajustes han supuesto un mayor gasto sobre sociedades por un importe de 4 millones de euros en 2007 y un menor gasto de impuesto de sociedades por un importe de 8 millones de euros en 2006.

La Ley 12/2007 de 2 de julio, ha modificado el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades por lo que se refiere al Régimen fiscal de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de ley de la normativa de defensa de la competencia. Como consecuencia de esta modificación legislativa, las rentas positivas obtenidas en las ventas de participaciones en Enagás, S.A. se integrarán en el ejercicio en que se transmitan, o se den de baja en el balance los bienes y derechos objeto de reinversión, aplicando en la cuota íntegra la deducción por reinversión aplicable en el período impositivo en el que se publicó la norma estableciendo la obligación de transmisión.

Las rentas acogidas a la deducción por reinversión prevista en el Real Decreto Legislativo 4/2004, y que básicamente proceden de ventas de participaciones de Enagás, S.A., y las inversiones en que se han materializado, han sido las siguientes:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2002	917	917
2003	39	39
2004	327	327
2005	432	432
2006	321	321
2007	122	122
Total	2.158	2.158

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad como por el resto de empresas del Grupo Fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

El gasto por impuesto sobre las ganancias del período es el siguiente:

Impuesto sobre las ganancias	A 31.12.07	A 31.12.06
Impuesto corriente	461	309
Impuesto diferido	(102)	(7)
Total	359	302

El detalle de los impuestos diferidos es el siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Activos por impuestos diferidos		
- No corrientes	238	124
- Corrientes	36	131
	274	255
Pasivos por impuestos diferidos		
- No corrientes	(478)	(420)
- Corrientes	(17)	(51)
	(495)	(471)
Impuestos diferidos netos	(221)	(216)

El movimiento y la composición de los epígrafes de impuestos diferidos es la siguiente:

Impuestos diferidos de activo	Provisiones obligaciones con el personal	Otras provisiones	Créditos fiscales	Gastos diferidos a efectos fiscales	Valoración instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.06	56	9	60	35	11	52	223
Creación/ (reversión)	(11)	8	(8)	1	25	15	30
Combinaciones de negocio	-	-	4	1	-	-	5
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	-	5	-	5
Diferencias de conversión	-	-	(3)	(1)	(1)	(3)	(8)
Otros	(10)	16	(12)	10	-	(4)	-
A 31.12.06	35	33	41	46	40	60	255
Creación/ (reversión)	(2)	26	(3)	1	(24)	12	10
Combinaciones de negocio	-	-	8	-	-	13	21
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Diferencias de conversión	1	1	(1)	3	-	(3)	1
Otros	(4)	5	(2)	(1)	(2)	(7)	(11)
A 31.12.07	30	65	43	49	12	75	274

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías diferidas	Valoración combinación de negocios	Valoración activos f. disponibles para la venta	Valoración instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.06	49	144	153	72	6	26	450
Creación/ (reversión)	(3)	34	(17)	-	27	(4)	37
Combinaciones de negocio	-	-	15	-	-	-	15
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	(33)	4	-	(29)
Diferencias de conversión	(2)	-	-	-	-	(1)	(3)
Otros	16	-	(1)	-	(5)	(9)	1
A 31.12.06	60	178	150	39	32	12	471
Creación/ (reversión)	-	(55)	(11)	-	(25)	(1)	(92)
Combinaciones de negocio	47	-	65	-	-	11	123
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	(6)	5	-	(1)
Diferencias de conversión	(2)	-	2	-	1	(2)	(1)
Otros	(8)	-	-	-	(1)	4	(5)
A 31.12.07	97	123	206	33	12	24	495

La reversión del impuesto diferido de pasivo por plusvalías diferidas incluye básicamente la aplicación de la Ley 12/2007 que se ha reconocido como menor gasto por Impuesto sobre sociedades.

La Sociedad Gas Natural SDG, S.A. tiene abiertos a inspección los ejercicios comprendidos entre los años 2003 a 2007 para los impuestos que le son de aplicación. La información sobre las principales actuaciones administrativas con trascendencia fiscal, y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de "Litigios y arbitrajes" de la Nota 36.

Nota 24. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Ventas de gas	7.699	7.827
Ventas de electricidad	1.117	1.370
Ingreso acceso a redes de distribución	617	566
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	368	337
Servicios de transporte	98	115
Otros ingresos y servicios a clientes	194	133
Total	10.093	10.348

Nota 25. Otros ingresos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Otros ingresos de gestión	65	100
Ingresos de obras	15	21
Otros	1	3
Total	81	124

Nota 26. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Compras de energía	6.145	6.872
Servicio acceso a redes de distribución	408	408
Otras compras	189	146
Variación de existencias	5	(8)
Total	6.747	7.418

Nota 27. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Sueldos y salarios	244	232
Costes Seguridad Social	55	51
Planes de aportación definida	9	11
Planes de prestación definida	2	2
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(47)	(46)
Otros	45	27
Total	308	277

El número medio de empleados de GAS NATURAL durante el ejercicio 2007 ha sido de 6.705 y en 2006 de 6.692.

A 31 de diciembre de 2007, GAS NATURAL tenía un total de 6.953 empleados, de los que 3.818 pertenecen a España, 369 a Resto de Europa, 107 a Magreb, 2.582 a Latinoamérica y 77 a Puerto Rico.



De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de mujeres y hombres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, el número de empleados de GAS NATURAL al término del ejercicio 2007 distribuido por categorías y géneros es el siguiente:

	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	406	86	492
Técnicos	2.917	1.168	4.085
Administrativos	463	916	1.379
Operarios	993	4	997
Total	4.779	2.174	6.953

Nota 28. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Reparaciones y mantenimiento	184	174
Publicidad y otros servicios comerciales	169	169
Servicios profesionales y seguros	86	126
Impuestos locales	88	89
Servicios informáticos	24	22
Arrendamientos	34	35
Suministros	42	38
Otros	274	269
Total	901	922

Nota 29. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Dividendos	9	13
Intereses	51	38
Otros	12	20
Total ingresos financieros	72	71
Coste de la deuda financiera	(223)	(265)
Gastos por intereses de pensiones	(4)	(5)
Otros gastos financieros	(68)	(65)
Total gastos financieros	(295)	(335)
Diferencias de cambio netas	(2)	(2)
Valoración a mercado derivados financieros:	1	(1)
- Valoración derivados valor razonable	18	(30)
- Valoración elemento cubierto derivados valor razonable	(17)	29
Resultado financiero neto	(224)	(267)

Nota 30. Resultados de la enajenación de los activos no corrientes

Los resultados por enajenación de activos no corrientes del ejercicio 2007 corresponden principalmente a la plusvalía por la venta de la participación del 9,38% de Naturgas Energía Grupo, S.A. (Nota 8).

Los resultados por enajenación de activos no corrientes del ejercicio 2006 corresponden principalmente a la plusvalía por la venta de la participación del 7,79% de Enagás, S.A. y por la venta de la participación del 10 % de Gas Natural de Alava, S.A. (Nota 8).

Nota 31. Efectivo generado por las operaciones

La composición del efectivo generado por las operaciones de 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006
Beneficio del ejercicio	1.056	929
Ajustes por:		
- Impuesto sobre las ganancias	359	302
- Amortización inmovilizado material (Nota 5)	539	493
- Amortización inmovilizado inmaterial (Nota 6)	112	99
- Movimientos netos en provisiones (Nota 15)	115	69
- Movimientos netos en prestaciones para empleados (Nota 16)	8	7
- Movimientos netos en provisiones de circulante	42	29
- Resultado variaciones valor razonable derivados (Nota 29)	(1)	1
- Resultado enajenación activos no corrientes	(64)	(230)
- Ingresos financieros (Nota 29)	(72)	(71)
- Gastos financieros (Nota 29)	295	335
- Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas (Nota 7)	(8)	(5)
- Diferencias de cambio netas (Nota 29)	2	2
- Ingresos diferidos aplicados a resultados (Nota 14)	(30)	(46)
- Otros ajustes	(37)	(39)
Cambios en el fondo de maniobra (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias conversión):		
- Existencias	(3)	31
- Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(232)	245
- Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	349	(4)
Efectivo generado por las operaciones	2.430	2.147

Nota 32. Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios más significativas realizadas en el 2007 son las siguientes:

En fecha 27 de diciembre 2007 GAS NATURAL adquiere en México el 100% del capital de las sociedades de generación eléctrica por ciclo de combinado Central de Anáhuac S.A. de CV, Central Lomas del Real S.A. de CV, Central Valle Hermoso S.A. de CV, Central Saltillo S.A. de CV y Central Aguila de Altamira S.A. de CV, la sociedad Gasoducto del Río S.A. de CV y las sociedades Controladora del Golfo S.A. de CV y la Cía Mexicana de Gerencia y Operación S.A. de CV. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero del 2007, la contribución a las ventas y al resultado del año hubiera sido 627 millones de euros y 29 millones de euros, respectivamente.

El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	1.010
Total precio de compra	1.010
Valor razonable de los activos netos adquiridos	923
Fondo de comercio (Nota 6)	87

GAS NATURAL ha realizado la siguiente asignación provisional del precio de compra para reflejar el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	1.030	807
Otros activos financieros no corrientes	43	43
Activos por impuestos diferidos	21	21
Otros activos corrientes	112	112
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	69	69
TOTAL ACTIVOS	1.275	1.052
Deuda financiera no corriente	15	15
Otros pasivos no corrientes	119	119
Pasivos por impuestos diferidos	121	59
Otros pasivos corrientes	97	97
TOTAL PASIVOS	352	290
Activos netos adquiridos	923	762
Precio de compra	1.010	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	69	
Efectivo utilizado en la adquisición	941	

El valor razonable del inmovilizado material se ha determinado en base al valor actual de los flujos de efectivo esperados por los contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía con la Comisión Federal de Electricidad de México. Estos contratos tienen una duración de 25 años a partir de la fecha de entrada en operación comercial de cada una de las plantas.

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevén que surjan como consecuencia de la adquisición e integración en el Grupo GAS NATURAL.

En fecha 17 de diciembre 2007 GAS NATURAL adquiere el 100% del capital social ITAL.ME.CO SRL, grupo italiano dedicado principalmente a la distribución y comercialización de gas que opera en cuatro regiones del centro y del sur de Italia. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero del 2007, la contribución a las ventas del año hubiera sido de 4 millones de euros y no hubiera representado ningún impacto en resultados.



El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	24
Total precio de compra	24
Valor razonable de los activos netos adquiridos	24
Fondo de comercio (Nota 6)	-

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	57	53
Otros activos financieros corrientes	28	28
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1	1
TOTAL ACTIVOS	86	82
Deuda financiera no corriente	8	8
Ingresos diferidos	24	24
Otro pasivo no corriente	1	1
Provisiones	1	1
Pasivos por impuestos diferidos	1	-
Deuda financiera corriente	1	1
Otros pasivos corrientes	26	26
TOTAL PASIVOS	62	61
Activos netos adquiridos	24	21
Precio de compra	24	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	1	
Efectivo utilizado en la adquisición	23	

En el mes de febrero 2007 GAS NATURAL adquirió el 100% del capital social de Eastern España S.A.U., sociedad que tiene como principal objeto social la investigación y explotación de hidrocarburos y transporte, almacenamiento, depuración y venta de los productos extraídos. El valor razonable de los activos netos adquiridos de esta sociedad asciende a 3 millones de euros y el precio de compra es de 3 millones de euros, por tanto, no se genera fondo de comercio.

Las combinaciones de negocios más significativas realizadas en el 2006 son las siguientes:

En marzo de 2006 GAS NATURAL adquirió el 100% del capital social de Petroleum Oil & Gas España S.A., sociedad que tiene como principal objeto social la investigación y explotación de hidrocarburos y con carácter complementario el transporte, almacenamiento, depuración y venta de productos extraídos. El negocio adquirido contribuyó al grupo con unas ventas de 5 millones de euros y con un resultado de 2 millones de euros para el período comprendido entre 1 de marzo de 2006 y 31 de diciembre de 2006. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero del 2006, la contribución a las ventas y al resultado del año hubiera sido 6 millones

de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

Precio de compra:	
Efectivo pagado	29
Total precio de compra	29
Valor razonable de los activos netos adquiridos	27
Fondo de comercio (Nota 6)	2

El fondo de comercio es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a las sinergias que se prevén que surjan tras la adquisición de GAS NATURAL.

Los activos y pasivos derivados de la adquisición son los siguientes:

	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado material	48	16
Otros activos financieros no corrientes	4	4
Activos por impuestos diferidos	5	5
Existencias	8	2
Otros activos financieros corrientes	4	4
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	6	6
TOTAL ACTIVOS	75	37
Deuda financiera no corriente	6	6
Otro pasivo no corriente	11	-
Provisiones	10	10
Pasivos por impuestos diferidos	15	-
Deuda financiera corriente	1	1
Otros pasivos corrientes	5	5
TOTAL PASIVOS	48	22
Activos netos adquiridos	27	15
Precio de compra	29	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	6	
Efectivo utilizado en la adquisición	23	

Nota 33. Negocios conjuntos

En diciembre 2007 y 2006 GAS NATURAL tiene las siguientes participaciones en negocios conjuntos:

	2007	2006
UTE Gas Natural Servicios-Dalkia Energia	50,0%	50,0%
A.E.Hospital Universitario Trias Pujol	50,0%	50,0%
Sociedad de Tratamientos La Andaya, S.A.	45,0%	45,0%
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	50,0%	50,0%
Los Castrios, S.A.	33,3%	33,3%
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	50,0%	50,0%
Desarrollo de Energías Renovables la Rioja, S.A.	36,3%	36,3%
Molinos del Cidacos, S.A.	50,0%	50,0%
Molinos de la Rioja, S.A.	33,3%	33,3%
Molinos de Linares, S.A.	33,3%	33,3%
Montouto 2000, S.A.	49,0%	49,0%
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	50,0%	50,0%
CH4 Energía S.A. de C.V.	50,0%	50,0%
Transnatural S.R.L. de México	50,0%	50,0%
EcoEléctrica Holding Ltd y dependientes	50,0%	50,0%
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	50,0%	50,0%
El Andalus LNG SPA	32,0%	32,0%
Gas Natural Vehicular del Norte, Asociación en Participación	51,0%	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.A.	50,0%	-
Energías Eólicas de Fuerteventura S.A.	50,0%	-
Alas Capital & GN, S.A.	40,0%	-

La aportación de las participaciones en negocios conjuntos de activos, pasivos, ingresos y resultados de GAS NATURAL es la siguiente:

	A 31.12.07	A 31.12.06
Activos no corrientes	462	472
Activos corrientes	88	101
Activos	550	573
Pasivos no corrientes	294	337
Pasivos corrientes	118	75
Pasivos	412	412
Activos netos	138	161
	2007	2006
Ingresos	232	244
Gastos	218	228
Beneficios después de impuestos	14	16

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. En los compromisos se incluye el compromiso para la compra de gas por EcoEléctrica LP de 28.764 GWh a 31 de diciembre de 2007 y de 31.161 GWh a 31 de diciembre de 2006.

Adicionalmente, GAS NATURAL participa a 31 de Diciembre de 2007 en los activos en operación controlados conjuntamente que se detallan a continuación, por los

cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos:

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
España			
Boquerón	4,50	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca	9,46	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Barracuda	12,01	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	4,00	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Chipirón	2,00	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Romerai	55,00	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración y producción
Murcia-Siroco	40,00	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Sestao Knutsen	50,00	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte gas natural licuado
Argelia			
Gassi-Chergui	30,00	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración

Nota 34. Información de las operaciones con partes vinculadas

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 37 de la ley 44/2002 de Medidas de Reforma del Sistema Financiero a continuación se especifican las operaciones realizadas en los ejercicios 2007 y 2006 entre GAS NATURAL y las personas físicas o jurídicas vinculadas a la misma.

Se entiende como personas vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de GAS NATURAL, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo de Administración.

Atendiendo a esta definición, las personas vinculadas de GAS NATURAL son el Grupo Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (Grupo "la Caixa"), el Grupo Repsol YPF, el Grupo Suez (para el ejercicio 2007), Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) y Caixa d'Estalvis de Catalunya.

- Los administradores y directivos de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración; "directivo" significa un miembro del Comité de Dirección de GAS NATURAL. Las operaciones realizadas con los administradores y directivos de GAS NATURAL se detallan en la Nota 35.

Operaciones con Grupo "la Caixa"

- Préstamos. "la Caixa" mantiene una participación en créditos sindicados de 29 millones de dólares estadounidenses (20 millones de euros), con vencimiento 2009. A 31 de diciembre de 2006 el importe correspondiente a la participación en créditos sindicados era de 52 millones de euros y 29 millones de dólares estadounidenses (22 millones de euros) con vencimiento entre 2007 y 2009.

"la Caixa" es el banco mediador que coordina el contrato de préstamo sindicado, bajo la modalidad "Club Deal", en el que participa con 10 millones de euros. Este importe corresponde tanto a fecha 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006.

Programas EMTN y ECP. "la Caixa" es uno de los ocho "dealers" del programa de GAS NATURAL de EMTN (Euro Medium Term Notes), así como uno de los cinco "dealers" en el programa ECP (Euro Comercial Paper).

El devengo de intereses no pagados correspondiente a los préstamos ascendía a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2007. A 31 de diciembre de 2006 dicho importe ascendía a 3 millones de euros. Los intereses devengados ascienden a 7 millones de euros y 8 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, respectivamente.

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 231 millones de euros en líneas de crédito de las que, a 31 de diciembre de 2007, se ha dispuesto de 81 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 las líneas de crédito disponibles ascendían a 200 millones de euros, de las que se habían dispuesto 15 millones de euros. Los intereses devengados ascienden a 1 millón de euros tanto a 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006.

- Contratos de garantías. Las garantías establecidas ascendían a 73 millones de euros con un límite de 84 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y a 86 millones de euros con un límite de 98 millones de euros, a 31 de diciembre de 2006.

GAS NATURAL ejerce como contragarante en un préstamo que "la Caixa" tiene concedido a Gas Natural BAN. Los ingresos devengados obtenidos por esta contraprestación ascienden a 1 millón de euros y a 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, respectivamente.

- Operaciones de coberturas. A 31 de diciembre de 2007 existían coberturas de tipo de cambio que ascendían a 404 millones de euros para pagos futuros en divisas y 390 millones de euros para pagos de intereses. Las coberturas existentes a 31 de diciembre de 2006 ascendían a 689 millones de euros para pagos futuros en divisas y 405 millones de euros para pagos de intereses.

Durante 2007, el total de contrataciones de coberturas de tipo de cambio ascendió a 2.585 millones de euros. Durante 2006, el total de contrataciones de coberturas de tipo de cambio ascendió a 2.286 millones de euros.

- Cuentas bancarias e inversiones financieras. A 31 de diciembre de 2007 las cuentas bancarias e inversiones financieras ascendían a 111 millones de euros, y a 31 de diciembre de 2006 a 43 millones de euros. Los intereses devengados bajo esta partida a 31 de diciembre de 2007 ascendían a 8 millones de euros y a 31 de diciembre de 2006 a 3 millones de euros.

- Planes de pensiones y seguros del personal. Los importes pagados a 31 de diciembre de 2007 por la aportación a planes de pensiones y seguros relacionados con el personal ascienden a 2 millones de euros, habiéndose rescatado primas por 9 millones de euros. En el ejercicio 2006 el importe pagado ascendió a 8 millones de euros.

- Otros servicios. El servicio prestado por GAS NATURAL por la gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalaciones de gas ascendió a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2007 y a 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2006.

El importe de comisiones y otros servicios prestados por "la Caixa" tanto a 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006 ascendía a 7 millones de euros.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 145 millones de euros y a 31 de diciembre de 2006 a 124 millones de euros.

Operaciones con Grupo Repsol YPF

- Compras y ventas. Las adquisiciones de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos ascendieron a 859 millones de euros y 844 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y a 31 de diciembre de 2006, respectivamente.

Las ventas de gas natural, gas natural licuado, electricidad y servicios diversos ascendieron a 374 millones de euros y 237 millones de euros a 31 de diciembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, respectivamente.

- GAS NATURAL y Repsol YPF gestionan conjuntamente los negocios de midstream a través de la sociedad participada a un 50% Repsol-Gas Natural LNG, S.L..

En noviembre de 2007 se ha incorporado a la flota existente un nuevo metanero, el Sestao-Knutsen, de 138.000 metros cúbicos de capacidad a través de un contrato de time-charter conjuntamente por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL (50%).

- Acuerdo para la exploración y desarrollo conjunto de un proyecto integrado gasista en Angola.

- Otros. Se ha procedido a la renovación del Programa de Reaseguro con un grupo de aseguradoras en el que Repsol YPF participa hasta un 30%. El importe devengado a 31 de diciembre de 2007 de esta y otras operaciones adicionales de reaseguro correspondiente al 30% ascendía a 6 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe ascendía a €5 millones de euros.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 135 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe ascendía a 116 millones de euros.

Operaciones con Grupo Suez

- Compras y ventas. Las adquisiciones de gas natural, suministros, materiales y servicios diversos ascendieron a 100 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

- Las ventas de gas natural y servicios diversos ascendieron a 683 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 14 millones de euros.

Operaciones con Caixa d'Estalvis de Catalunya

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 30 millones de euros en líneas de crédito de los que, a 31 de diciembre de 2007, se ha dispuesto de 23 millones de euros. Este mismo concepto, relativo a diciembre 2006 representa unos importes de 30 millones de euros en líneas de crédito de las cuales se había dispuesto 1 millón de euros.

- Contratos de garantías. Las garantías establecidas ascendían a 28 millones de euros, con un límite de 60 millones de euros, tanto a 31 de diciembre de 2007 como a 31 de diciembre de 2006.

- Operaciones de coberturas. A 31 de diciembre de 2007, las coberturas de pagos de intereses ascendían a 12 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006, existían coberturas de pagos de intereses que ascendían a 14 millones de euros.

Durante 2007, el total de contrataciones de coberturas de tipo de cambio ascendió a 6 millones de euros. Estas coberturas se han liquidado durante el ejercicio.

- Otros. Caixa Catalunya participa en una transacción de leasing por 2 millones de euros que vence en 2008.

El importe de los intereses devengados por cuentas bancarias a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 2 millones de euros.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 13 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe pagado ascendía a 11 millones de euros.

Operaciones con HISUSA

HISUSA es una compañía participada en un 51% por el Grupo Suez y en un 49% por el Grupo "la Caixa".

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 22 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 el importe ascendía a 20 millones de euros.

Nota 35. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Comité de Dirección

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2007, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 5.812 miles de euros (4.881 miles de euros en el ejercicio 2006), comprendiéndose en estas cantidades tanto las atribuidas por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo, como las correspondientes, en su caso, a las relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas que pudieran tener a distintos niveles ejecutivos.

El importe devengado durante el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoría y Control (CAyC), Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR) y Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC), ascendió a 4.092 miles de euros (3.753 miles de euros en el ejercicio 2006), según el siguiente detalle:

		Retribuciones (en miles de euros)					
	Cargo	Consejo	Comisión Ejecutiva	CAYC	CNyR	CElyC	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550	550	-	-	-	1.100
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	127	126	-	12	-	265
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	127	126	-	-	-	253
D. José Vilarasau Salat	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. José Luis Jové Vintó	Vocal	127	126	6	-	-	259
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena (2)	Vocal	69	-	-	-	-	69
D. Enrique Locutura Rupérez (3)	Vocal	58	-	-	-	-	58
D. Guzmán Solana Gómez (2)	Vocal	69	69	6	-	-	144
D. Demetrio Carceller Arce (3)	Vocal	58	57	-	-	-	115
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	127	-	12	-	-	139
Caixa d'Estalvis de Catalunya (1)	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Emiliano López Achurra	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	127	-	12	12	-	151
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. José Arcas Romeu	Vocal	127	-	-	12	-	139
		2.582	1.432	36	36	6	4.092

- (1) Representada por D. José María Loza Xuriach
(2) Baja en el cargo desde el 29.06.07
(3) Nombramiento en fecha 29.06.07

En la sesión de fecha 23 de febrero de 2007, el Consejo de Administración adoptó la supresión de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC). Las funciones de dicha Comisión han sido asumidas por la Comisión Ejecutiva.

Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el ejercicio, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar.

El importe de la remuneración por todos los conceptos devengados en el ejercicio 2007, correspondiente a los miembros del Consejo de Administración durante el período que han tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, asciende a 1.720 miles de euros (1.128 miles de euros en 2006). Este importe incluye las aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 312 miles de euros.

El contrato del Consejero Delegado contiene una cláusula que establece una indemnización por despido que triplica la compensación anual prevista para los supuestos de extinción de la relación laboral y una indemnización de un año de retribución por el pacto de no competencia post-contractual por un periodo de un año.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración de GAS NATURAL, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades participadas, asciende a 77 miles de euros en 2007 y 82 miles de euros en 2006.

Operaciones con Administradores

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, se incluyen a continuación las comunicaciones de los Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad al 31 de diciembre de 2007, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:

Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG	Número de acciones y porcentaje en:				
		Gas Natural	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola
D. Salvador Gabarró Serra Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. Vicepresidente de "la Caixa" Consejero de Critería CaixaCorp, S.A.	Presidente	-	10 (0,000)	-	-	10.350 (0,001)
D. Antonio Brufau Niubó Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. Presidente de YPF, S.A.	Vicepresidente	32.308 (0,007)	-	205.621 (0,017)	-	-
D. Rafael Villaseca Marco Vicepresidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Consejero	1.000 (0,000)	358 (0,000)	648 (0,000)	859 (0,000)	2.544 (0,000)
D. José Vilarrasau Salat	Vocal	90 (0,000)	-	-	-	-
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	-	-	-	-	-
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	-	-	-	-	-
D. Fernando Ramírez Mazarredo Director General Económico-Financiero Repsol YPF, S.A.	Vocal	200 (0,000)	-	200 (0,000)	-	-
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	100 (0,000)	-	-	-	-
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	3.834 (0,001)	-	-	-	-
Caixa d'Estalvis de Catalunya	Vocal	13.550.000 (3,03)	-	19.868.984 (1,627)	-	-
D. Emiliano López Achurra	Vocal	-	-	-	-	-
D. Miguel Valls Meseda	Vocal	2.000 (0,000)	-	-	-	-
D. Jaime Vega de Seoana Azpilicueta	Vocal	-	-	-	-	-
D. José Arcas Romeu	Vocal	415 (0,000)	-	-	-	5.228 (0,001)
D. José Luis Jové Vintré	Vocal	100 (0,000)	-	-	-	3.497 (0,000)
D. Demetrio Carceller Arca	Vocal	1.000 (0,000)	-	-	-	-
D. Enrique Locutura Rupérez Director General GNL de Repsol YPF, S.A. Presidente de Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	Vocal	4.134 (0,001)	-	3.719 (0,000)	-	-

En relación con el alcance de la información exigida por el artículo 127 ter, apartado 4, del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, se informa en 2007 tanto de la participación en el capital que ostenten los administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad, directa o indirectamente, como en sociedades que reúnan las mismas características, sean éstas del grupo, asociadas o carezcan de vinculación.

Los Administradores de la Sociedad no han llevado a cabo durante los ejercicios 2007 y 2006, operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del Grupo.

Retribución al Comité de Dirección

La remuneración total pagada en el ejercicio 2007 al Comité de Dirección, excluyendo la del Consejero Delegado que se incluye en el apartado de retribuciones a los miembros del Consejo de Administración, ascendió a 4.885 miles de euros (3.025 miles de euros correspondientes al 2006), que incluyen 4 miles de euros por la pertenencia a Consejos de Administración de otras sociedades participadas y 108 miles de euros por aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El

importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 5.035 miles de euros (3.871 miles de euros en 2006).

Los contratos suscritos con miembros del Comité de Dirección tienen cláusulas de indemnización que dan derecho a recibir por los beneficiarios, en el caso de extinción de la relación laboral por despido declarado improcedente, un importe que varía entre un mínimo de 1 y un máximo de 5 anualidades y una indemnización, por no competencia post-contractual para un período de dos años, acordada con cada uno de ellos en función de su permanencia en la empresa. A 31 de diciembre de 2007 el número de beneficiarios ascendía a 8.

El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2007, asciende a 4.647 miles de euros (3.648 miles de euros en 2006).

Nota 36. Compromisos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2007 GAS NATURAL ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 742 millones de euros a 31 de diciembre de 2007, correspondientes a litigios en curso y transacciones comerciales de compañías del Grupo. GAS NATURAL estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2007, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Compromisos contractuales

La siguiente tabla presenta los compromisos contractuales a 31 de diciembre de 2007:

Obligaciones contractuales	Total	A 31 de diciembre de 2007					
		2008	2009	2010	2011	2012	y siguientes
Obligaciones por arrendamientos financieros (1)	792	36	36	36	36	36	612
Obligaciones por arrendamientos operativos (2)	321	56	49	34	35	59	88
Obligaciones por compras de gas natural (3)	58.363	4.865	4.067	4.022	3.955	3.729	37.725
Obligaciones por transporte de gas natural (4)	1.131	129	107	105	106	72	612
Obligaciones por ventas de gas natural (5)	5.642	1.319	707	440	341	344	2.491
Cesión capacidad ciclos combinados (6)	2.837	183	191	183	165	169	1.946
Compromisos de inversión (7)	376	198	118	62	-	-	-
Otros pasivos (8)	53	11	10	14	10	4	4
Total obligaciones contractuales	69.515	6.795	5.285	4.896	4.648	4.413	43.478

- 1) Refleja los pagos previstos de arrendamiento financiero de los tres buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado.
- 2) Refleja los pagos previstos de arrendamiento de los seis buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado actualmente operativos y el alquiler del edificio "Torre del Gas" propiedad de Torre Marenstrum, S.L., para el que GAS NATURAL tiene un contrato de arrendamiento operativo sin opción de compra por un período de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable a valor de mercado por períodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo de GAS NATURAL y con carácter obligatorio para Torre Marenstrum, S.L.
- 3) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para comprar gas natural bajo los contratos de suministro de gas denominados "take or pay". Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios regulados de gas natural en los

- países de destino. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2007.
- 4) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar capacidad de transporte de gas calculado en base a los precios a 31 de diciembre de 2007.
 - 5) Refleja los compromisos de venta de gas natural. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2007.
 - 6) Refleja los compromisos según los contratos suscritos de cesión de capacidad de generación eléctrica en México y Puerto Rico. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios a 31 de diciembre 2007.
 - 7) Refleja básicamente los compromisos por pagos en virtud de los contratos llave en mano para la construcción de las plantas de generación de ciclo combinado en Málaga (con una capacidad de 400MW) y en el Puerto de Barcelona (con una capacidad de 850 MW).
 - 8) Refleja los compromisos para la recompra de acciones preferentes de la sociedad Buenergía Gas & Power, Ltd. (ver Nota 20).

Litigios y Arbitrajes

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que GAS NATURAL es parte son los siguientes:

Contrato de suministro con Atlantic

La compañía Atlantic LNG 2/3 Trinidad y Tobago ha informado a GAS NATURAL sobre el inicio de un procedimiento de arbitraje en el que se discute la aplicación de las cláusulas de precios contenidas en los contratos de suministro suscritos con dicha compañía. El proceso arbitral está en su fase inicial.

Contrato de suministro con Sonatrach

Tras un intercambio de correspondencia con Sonatrach respecto a ciertas diferencias en la interpretación de determinadas cláusulas de los contratos de suministro, Sonatrach ha presentado una demanda de arbitraje para tratar de modificar los contratos y en especial su fórmula de precios. GAS NATURAL se ha opuesto a la demanda y ha anunciado una reconvencción para instar la rebaja del precio.

Proyecto Gassi Touil

Sonatrach ha iniciado un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declare adecuada la resolución de su contrato con GAS NATURAL y Repsol YPF. Las tres compañías han anunciado que reclamarán una indemnización, que por el momento no han cuantificado. El tribunal arbitral ha acordado las condiciones del traspaso provisional de las actividades a Sonatrach como fue solicitado por las tres empresas, sujetando sus consecuencias económicas al laudo de fondo. La inversión acumulada en el proyecto Gassi Touil, que figura en otro inmovilizado, asciende a 143 millones de euros, importe neto de los costes de exploración ya amortizados por 11 millones de euros. El resultado final del procedimiento se estima que no va a tener ningún impacto negativo significativo en estas cuentas anuales.

Contrato de suministro con Endesa

Con fecha 13 de septiembre de 2006 Endesa presentó una solicitud de iniciación de arbitraje por una divergencia acerca de una cuestión relativa al contrato de suministro de gas de fecha 14 de octubre de 1998. El día 10 de octubre de 2006 GAS NATURAL presentó una solicitud de iniciación de arbitraje relativa al mismo contrato. El proceso arbitral está en su fase inicial.

Arbitraje con Tejas Gas de Toluca de R.L. de C.V.:

Tejas Gas de Toluca S. de R.L. de C.V. (Tejas Gas) presentó un arbitraje contra Gas Natural México, S.A. de C.V. y PEMEX a las que presta el servicio de transporte en la zona de Toluca reclamando el pago de las diferencias que se le adeudan según su interpretación de los contratos. La cantidad reclamada no está completamente detallada en el escrito de interposición ya que se refiere a diferencias que se producen mes a mes, cuyo importe neto acumulado se estima, al 31 de diciembre de 2007, en 83 millones de pesos. El procedimiento sigue su trámite estimándose probable una resolución favorable.

Compromisos de inversión y cobertura de clientes en México

En cumplimiento de las condiciones de las licitaciones en los permisos de distribución para las zonas geográficas de Toluca, Distrito Federal, Bajío y Bajío Norte GAS NATURAL presentó garantías por importe de 23 millones de dólares estadounidenses para asegurar los compromisos de cobertura de clientes e inversión que a la fecha de terminación del periodo inicial no pudieron cumplirse, en particular, por lo que hace a la cobertura de clientes, debido a causas de fuerza mayor, entre ellas, al retraso en la construcción de las infraestructuras de transporte a construir por terceros así como por las dificultades en la obtención de las licencias municipales para realizar las obras de canalización del gas. GAS NATURAL ha presentado ante los Tribunales Federales los recursos correspondientes alegando la fuerza mayor y ha obtenido la suspensión definitiva de la ejecución de las garantías hasta la finalización de los procedimientos.

Reclamaciones fiscales en España

La Agencia Estatal de Administración Tributaria (AEAT) ha venido efectuando distintos procesos de inspección a GAS NATURAL en cuanto a los ejercicios fiscales de 1990 a 2002, en particular sobre el Impuesto de Sociedades, el Impuesto de la Renta de las Personas Físicas e Impuesto sobre el Valor Añadido. En este sentido, en fecha 4 de abril de 2006 se firmaron Actas de inspección correspondientes al Impuesto sobre Sociedades (períodos 1999 a 2002) del Grupo fiscal 59/93 y del Impuesto sobre el Valor Añadido e Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (períodos 2001 y 2002) de Gas Natural SDG, S.A. Las Actas fueron firmadas en conformidad, salvo en lo relativo al concepto Deducción por Actividades de Exportación, por un importe total de 189 millones de euros, que fueron firmadas en disconformidad, siendo, recurridas por la sociedad ante las instancias oportunas.

En relación con anteriores actuaciones inspectoras, cuyos resultados concluyeron con la firma de Actas en disconformidad, actualmente se encuentran en distintas fases procesales (Tribunal Supremo, Audiencia Nacional y Tribunal Económico-Administrativo Central). De los resultados obtenidos en dichos tribunales debe destacarse el importante número de estimaciones conseguidas relativas a las

propuestas de ajuste efectuadas por la Inspección. GAS NATURAL estima que el resultado final de estas reclamaciones no llevará asociado un impacto significativo en sus cuentas anuales.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado distintas reclamaciones fiscales cuyo importe total, incluyendo intereses, asciende a 207 millones de pesos argentinos en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el periodo comprendido entre 1993 y 2001, derivadas de la transferencia de redes de distribución por parte de terceros a Gas Natural BAN, S.A. Todas las reclamaciones han sido impugnadas y se estima obtener un resultado final positivo de dichas impugnaciones. Así la Cámara Nacional de Apelaciones dictó, en el presente ejercicio 2007, un fallo para el periodo 1993-1997 por el que ordena dejar sin efecto la Resolución Determinativa de Oficio por la cual la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) reclamó el impuesto supuestamente adeudado, confirmando además la no aplicación de multas. El fallo de la Cámara ha sido apelado ante la Corte Suprema de Justicia

Reclamaciones fiscales en Brasil

En septiembre de 2005 la sociedad CEG (Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.) conoció la decisión emitida por la delegación de Ingresos Federales de la Administración Tributaria de Río de Janeiro, que dejó sin efecto el reconocimiento de los créditos por las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS pagadas en años anteriores que había admitido previamente por un valor nominal de 83 millones de reales. La compañía presentó los recursos necesarios para lograr la anulación de la mencionada decisión. En marzo de 2007, la compañía perdió la causa en la instancia administrativa y de inmediato apeló el fallo en la instancia judicial siguiendo los trámites legales. Los asesores legales de la compañía estiman como remota la probabilidad de pérdida de esta acción judicial, razón por la cual no fue constituida ninguna provisión por este proceso y cuyo importe total actualizado al 31 de Diciembre de 2007 asciende a 240 millones de reales.

Expedientes sancionadores abiertos por las autoridades de Defensa de la Competencia

Las autoridades de Defensa de la Competencia han abierto expedientes sancionadores a GAS NATURAL por posible infracción de la normativa de competencia. GAS NATURAL considera que la resolución de los mismos, pese a que pueda ser desfavorable, no afectaría de modo adverso a su actividad o situación financiera.

Diferencias en el contrato de suministro con Petrobras

Petrobras ha reclamado a Companhia Distribuidora de Gás do Río de Janeiro, S.A. un mayor precio por las cantidades suministradas que exceden de un determinado volumen; GAS NATURAL ha iniciado una demanda arbitral para que un tercero se pronuncie sobre dicha pretensión. El proceso se encuentra en su fase inicial.

GAS NATURAL considera que las provisiones registradas en estas cuentas anuales consolidadas cubren adecuadamente los riesgos descritos en esta Nota, por lo que no espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Nota 37. Honorarios auditoría

Los honorarios devengados durante el ejercicio 2007 por PricewaterhouseCoopers por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados a GAS NATURAL relacionados con la auditoría, ascendieron a 1.855 miles de euros (3.067 miles de euros en el ejercicio 2006).

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio 2007 por otros servicios prestados a GAS NATURAL por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers ascendieron a 1.310 miles de euros (856 miles de euros en el ejercicio 2006).

Nota 38. Medio Ambiente

Actuaciones medioambientales

A lo largo de 2007, GAS NATURAL ha continuado trabajando activamente en la adopción de medidas para responder a la creciente demanda de energía de nuestra sociedad realizando importantes esfuerzos para hacer compatible el desarrollo energético con la protección del medio ambiente, consolidando en el tiempo su proyecto global de sostenibilidad.

Para afianzar sus objetivos y garantizar la protección del medio ambiente y la preservación de la biodiversidad, GAS NATURAL incorpora en su política empresarial acciones concretas que pasan por un control riguroso de todas sus actividades y operaciones de exploración, almacenamiento, transporte, distribución de gas y generación de electricidad, además de otras asociadas a sus instalaciones y centros de trabajo.

En este sentido, GAS NATURAL apuesta por la generación eléctrica, utilizando el gas natural como energía primaria con la aplicación de tecnologías más eficientes, como las centrales de ciclo combinado o las plantas de cogeneración, que permiten no sólo mantener unos rendimientos elevados, sino también minimizar la generación de emisiones de CO₂. Adicionalmente, extiende la generación eléctrica procedente de fuentes de energía renovables mediante la ampliación de su potencia eólica. En la actualidad GAS NATURAL es uno de los principales operadores de ciclo combinado del mundo con 6.474 MW.

La renovación de redes y el empleo en éstas de materiales de última generación, continúa siendo una importante actividad de mejora que se realiza anualmente para minimizar el nivel de emisiones de metano a la atmósfera. A este respecto, como continuación del informe denominado "Evaluación de las emisiones de metano en el sistema de distribución español", durante 2007 se han efectuado pruebas de campo en Monterrey (México), con la finalidad de mejorar y actualizar el método de cálculo empleado para determinar las emisiones de metano a la atmósfera, teniendo en cuenta las singularidades y características de las redes y las presiones de suministro de cada uno de los países donde GAS NATURAL está presente.

Adicionalmente a estas actuaciones se han llevado a cabo otras para potenciar la incorporación del gas natural en las flotas de vehículos y mejorar la calidad del aire de las ciudades y su entorno metropolitano. Desde hace ya tiempo, GAS NATURAL lleva realizando estudios y propuestas para el desarrollo del gas natural vehicular (GNV) y acciones de promoción y formación sobre el uso de este combustible alternativo. Aunque en Latinoamérica, el uso de este combustible está en una fase más desarrollada, en España, sin embargo, su uso no está tan extendido. Así, desde

Gas Natural Soluciones, S.A. se ha desarrollado un nuevo producto, gnAuto, como una alternativa energética para la automoción convirtiendo de este modo a la compañía en pionera y en la única suministradora de este tipo de combustible en el país. En esta línea de actuación, en noviembre de 2007, se presentó públicamente el estudio de detalle realizado, con la ayuda del Centro Nacional de Supercomputación "Mare Nostrum" de la Universidad Politécnica de Catalunya, que demuestra que la sustitución por gas natural del 10% de las flotas cautivas de vehículos diésel y gasolina, que circulan por los núcleos urbanos de Madrid y Barcelona, permitiría garantizar que las concentraciones de óxido de nitrógeno, monóxido de carbono y partículas sólidas volátiles se situaran por debajo de los umbrales recomendados por la Organización Mundial de la Salud (OMS) con la intensidad de tráfico actual.

Para potenciar el fomento del ahorro de energía y consolidar el control en tiempo real de los consumos de gas, electricidad y agua, durante 2007, estuvieron totalmente operativos los sistemas de telemedida de dichos consumos en 36 centros de trabajo. Este sistema de monitorización de consumos permite una gestión personalizada de los mismos para mantener el valor en los parámetros predefinidos. La intranet de GAS NATURAL ofrece información sobre temperaturas y gasto energético en tiempo real, así como los valores históricos de cada centro.

Por otra parte, la introducción de sucesivas e importantes mejoras en el control de la información sobre los residuos permitió conocer de forma más exhaustiva los datos de generación de los mismos en las actividades de distribución, centrales de ciclo combinado, plantas de cogeneración y en los parques eólicos. Además se ha ampliado la extensión de la segregación y gestión de residuos plásticos a los centros de trabajo de menor tamaño y a aquellos que dispongan de una gestión municipal próxima.

El compromiso de GAS NATURAL con el medio ambiente ha conducido al estudio de nuevas soluciones que permitan integrar las energías renovables con el gas natural del modo más eficiente destacando, entre otras, las siguientes iniciativas:

- Incorporación y explotación comercial de una nueva central de ciclo combinado de 800 MW en La Plana del Vent (Tarragona).
- Proyecto SPHERA, enmarcado dentro del programa CENIT del Ministerio de Industria, pretende fomentar la cooperación estable publico-privada en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), en áreas de importancia estratégica para la economía promoviendo la creación de consorcios estratégicos nacionales de investigación técnica (CENIT). Tiene un claro carácter de proyecto integrado de investigación industrial estratégica, de gran dimensión y largo alcance científico-técnico en el área de desarrollo tecnológico del hidrógeno y pretende, a través de la investigación industrial en diferentes tecnologías relacionadas con las áreas de producción, almacenamiento, distribución y utilización plantear una propuesta integrada que abarque toda la cadena de valor de este vector energético, y que nos permita adquirir una posición lo más ventajosa posible en el momento en que exista un marco legal y económico que sitúe al hidrógeno como un elemento más del mapa energético mundial.
- Instalación experimental de producción y almacenamiento de hidrógeno en el Parque Eólico de Sotavento. Esta instalación, la primera en Europa, produce hidrógeno a partir de la energía eléctrica excedentaria del parque.

Los compromisos ambientales de GAS NATURAL no sólo tienen repercusión en las sociedades que lo conforman, sino que su alcance se hace extensivo también a todos los grupos de interés de la cadena de valor de la compañía.

En este sentido, en las relaciones con contratistas o empresas colaboradoras externas, los empleados del Grupo transmiten los principios que emanan de su política de gestión ambiental, y exigen el cumplimiento de los procedimientos y requisitos ambientales que pudieran ser de aplicación.

Adicionalmente GAS NATURAL involucra también a sus clientes en el uso responsable de la energía, a través de la realización de actividades de patrocinio y campañas y jornadas medioambientales de formación y divulgación para incrementar la sensibilización en el respeto al medio ambiente.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2007 han alcanzado unas inversiones totales de 26 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas incluidas en el activo del balance de situación de 369 millones de euros y 99 millones de euros, respectivamente.

Además se han realizado actividades de patrocinio, formación y divulgación medioambiental.

Las posibles contingencias, indemnizaciones y otros riesgos de carácter medioambiental en los que pudiera incurrir GAS NATURAL están adecuadamente cubiertos con las pólizas de seguro de responsabilidad civil que tiene suscritas.

Emisiones

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 21 de enero de 2005, la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2005-2007, resultando, finalmente para GAS NATURAL la siguiente asignación en miles de toneladas de CO₂, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.168	5.675

Los consumos de derechos de emisión durante el ejercicio 2007 ascienden a 5.754 miles de toneladas.

La Sociedad ha realizado las adquisiciones necesarias para cubrir el déficit de derechos de CO₂.

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 14 de noviembre de 2007, la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012, resultando para el Grupo GAS NATURAL una asignación de 14,2 millones de toneladas de CO₂, según el siguiente detalle:

(mtCO ₂)	2008	2009	2010	2011	2012
Derechos de emisión asignados	2.884	2.829	2.829	2.829	2.829

GAS NATURAL siguió realizando aportaciones al *Community Development Carbon Fund*, un fondo dependiente del Banco Mundial que trabaja en proyectos vinculados con el desarrollo de procesos productivos, la educación y la salud de los países más desfavorecidos, y en el *Spanish Carbon Fund*, promovido por el Ministerio Español de Medio Ambiente. Además, GAS NATURAL participa en el *Multilateral Carbon Credit Fund*. A finales de 2007, el Grupo Gas Natural tenía en desarrollo 10 proyectos de MDL, en diferentes fases de ejecución y 75.567 derechos de emisión reconocidos por Naciones Unidas por proyectos MDL (Sombrilla y Quimvale).

- Estudio del aprovechamiento de biogás procedente de depósitos de residuos sólidos urbanos. En concreto, el aprovechamiento energético del biogás en aproximadamente 250.000 MWh PCI/año en el vertedero de Doña Juana (Bogotá), la instalación de este tipo de mayor tamaño en Latinoamérica, con dos millones de toneladas de residuos anuales depositados.
- Proyecto de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) Sombrilla, de sustitución de fuel oil por gas natural en hornos, calderas, cuartos de secado y otros equipamientos de 8 plantas industriales localizadas en Bogotá (Colombia). Proyecto MDL *Quimvale* para la sustitución de fuel oil por gas natural en la caldera de secado de una industria de carbonato cálcico en Rio de Janeiro (Brasil), así como nuevos Proyectos MDL para 2008 basados en la implantación de sistemas de cogeneración, de reducción de fugas en la redes de gas y en la sustitución de combustibles por otros menos intensivos en carbono.

Nota 39. Acontecimientos posteriores al cierre

Con fecha 25 de enero de 2008 el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó el nombramiento de D. Juan Maria Nin Génova y D. Francisco Reynés Massanet como consejeros dominicales, a propuesta de Critería CaixaCorp, en sustitución de D. José Vilarasau Salat y de D. José Luis Jové Vintró.

Asimismo, D. Francisco Reynes es miembro de la Comisión Ejecutiva y Comisión de Auditoria y Control del Consejo de Administración.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, a continuación se incluyen las comunicaciones de los nuevos Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:

Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG S.A.	Número de acciones y porcentaje en:	
		Gas Natural	
D. Juan Maria Nin Génova Consejero de Critería CaixaCorp, S.A. Consejero de Repsol YPF, S.A.	Consejero	144	(0,000)
D. Francisco Reynés Massanet Director General de Critería CaixaCorp, S.A.	Consejero	24	(0,000)

ANEXO DE COMPAÑÍAS DE GAS NATURAL

Sociedad		País	Actividad	Método de Consolidación		% de Participación		Patrimonio neto *			
				Consolidación	Total	Capital	Reservas	Resultados 2007	Dividendo a cuenta		
Gas Natural Aprovevisionamientos SDG, S.A.	España	Aprovevisionamiento de gas	I.G.	100,0	0,6	14,3	96,7	-			
Sagane, S.A.	España	Aprovevisionamiento de gas	I.G.	100,0	94,8	13,5	119,6	-			
Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	España	Aprovevisionamiento y transporte	I.P.	50,0	2,0	0,1	0,1	-			
La Energía, S.A.	España	Cogeneración	I.G.	100,0	10,7	0,7	0,8	-			
Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	80,0	1,2	1,3	0,2	-			
Tratamiento Almazán, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	90,0	2,7	-	(0,1)	-			
UTE La Energía, SpA	España	Cogeneración	I.G.	100,0	1,7	-	0,2	-			
A.E.Hospital Universitario Trias Pujol	España	Cogeneración	I.P.	50,0	0,9	(0,1)	(0,3)	-			
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.A.	España	Cogeneración	I.P.	45,0	1,1	1,8	0,1	-			
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	España	Cogeneración	I.P.	50,0	1,2	-	-	-			
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	90,0	0,1	1,0	-	-			
Gas Natural Commercialisation France, S.P.A.S.	Francia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	-	2,8	1,7	-			
Gas Natural Vendita Italia, S.p.A.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	2,1	12,8	(7,7)	-			
Mecogas, S.r.l.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	-	0,2	-	-			
Natural Energy, S.A.	Argentina	Comercialización de gas	I.G.	100,0	0,2	1,0	1,6	-			
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Comercialización de gas doméstico	I.G.	100,0	4,5	0,2	3,3	-			
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.G.	100,0	2,4	29,7	118,8	-			
CH4 Energía S.A. de C.V.	México	Comercialización de gas y transporte	I.P.	43,4	0,6	1,0	0,7	-			
Transnatural S.R.L. de México	México	Comercialización de gas y transporte	I.P.	43,4	10,4	(13,0)	(4,2)	-			
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.G.	100,0	2,9	2,4	4,2	-			
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,2	-	-	-			
Eléctra de Abusejo, S.L.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,7	-	-	-			
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	1,2	0,4	(0,4)	-			
Aragas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	0,1	34,6	0,4	-			
Calgas, S.c.a.r.l.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	1,7	-	-	-			
Ceg Río, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	59,6	24,7	31,7	11,1	(6,0)			
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	128,1	(67,5)	(0,9)	-			
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	54,2	153,3	112,5	37,8	(32,4)			
Gas Aragón, S.A. (1)	España	Distribución de gas	P.E.	35,0	5,9	26,2	16,9	(3,9)			
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	62,0	32,6	5,7	0,1	-			
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	12,4	41,3	4,4	-			
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	70,0	214,7	(153,0)	15,9	(13,4)			

Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,4	3,2	28,0	2,7	-
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	6,3	78,5	18,3	-
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	26,8	16,9	4,6	-
Gas Natural Cegas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,7	25,4	68,0	8,1	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	45,8	1,1	9,3	4,5	-
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	347,5	(169,7)	6,7	(3,7)
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	9,2	25,7	7,6	(9,4)
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	101,0	1.031,8	277,0	(237,3)
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	56,4	2,3	(0,9)	0,2	-
Gas Natural México, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	470,7	(183,4)	7,1	-
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,9	19,3	(5,5)	(3,7)	-
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	2,7	8,9	2,7	-
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	14,9	43,1	9,0	(5,8)
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Distribución de gas	I.P.	44,3	0,7	-	-	-
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	10,9	141,6	64,4	-
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,0	3,6	27,1	6,6	-
Gasdotti Azienda Siciliana, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	0,5	19,9	1,7	-
Gases de Barrancabermeja, S.A.	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	1,3	1,5	0,5	-
ITAL.ME.CO, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	22,4	(0,9)	-	-
Normanna Gas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	0,1	28,4	0,7	-
Smedigas S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,6	20,1	(0,6)	-
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Exploración hidrocarburos	I.G.	100,0	3,9	51,1	0,5	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,0	0,1	1,6	0,1	-
Gas Natural Finance, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,0	-	2,2	0,3	-
Gas Natural International, Ltd.	Irlanda	Financiera	I.G.	100,0	25,4	8,9	1,3	-
Kromschroeder, S.A. (2)	España	Contadores	P.E.	42,5	0,7	10,9	0,5	-
Torre Matenostrum, S.L.	España	Inmobiliaria	P.E.	45,0	5,3	15,7	0,1	-
Central Anáhuac, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	254,8	(86,6)	-	-
Central Lomas del Real, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	37,5	121,0	-	-
Central Saltillo, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	150,7	(49,5)	-	-
Central Vallehermoso, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	43,4	146,9	-	-
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	0,1	-	-
Controladora del Golfo, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	122,7	-	-	-
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	I.P.	47,5	63,2	(19,4)	51,2	(12,1)
Electricidad Aguila de Altamira, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	159,7	(44,1)	-	-
Gasoducto del Río, S.A. de CV	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	2,7	6,2	-	-
Lantarón Energía, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-
Alas Capital & GN, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	40,0	-	-	-	-

Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	0,1	0,1	-	-
Boreas Eólica 2, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	90,0	2,6	4,5	1,7	-
Boreas Eólica, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	99,5	5,2	5,3	2,2	-
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	68,0	2,5	0,3	0,7	-
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	0,1	0,3	1,1	-
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	36,3	16,5	2,1	6,4	-
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	9,9	29,1	12,9	-
Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	42,2	129,2	12,8	(11,3)
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	-	-	-	-
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	-	-	-	-
Energy Way Producao de Energia Lda	Portugal	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
Enervent, S.A. (2)	España	Generación Eólica	P.E.	26,0	2,4	1,0	1,9	(0,5)
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	2,7	2,8	2,4	-
GN Wind, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind 2, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind 3, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind 4, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind 5, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind 6, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
GN Wind Canarias, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Energy Canarias, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-
Los Castrios, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	33,1	2,2	0,6	0,8	-
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	33,3	3,0	2,4	2,8	-
Molinos de Linares, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	25,0	0,1	-	-	-
Molinos de Valdebezana, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	59,7	0,1	-	-	-
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	10,3	8,4	11,0	-
Montouto 2000, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	49,0	6,0	1,4	2,3	-
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (2)	España	Generación Eólica	P.E.	20,0	3,1	4,1	2,5	(1,7)
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (2)	España	Generación Eólica	P.E.	18,0	1,5	2,5	2,2	(1,5)
Tratamiento Cinca Medio, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	80,0	2,0	-	-	-
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	Generación y comercialización de electricidad	I.G.	100,0	0,6	(1,7)	(0,2)	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Generación y comercialización de electricidad	I.G.	100,0	32,8	(6,6)	1,9	-
UTE GNS-Dalkia Energia	España	Gestión Energética	I.P.	50,0	-	(0,2)	-	-
Gas Natural Informática, S.A.	España	Informática	I.G.	100,0	19,9	5,7	(1,4)	-
Natural Servicios, S.A.	Argentina	Instalaciones de gas	I.G.	100,0	2,1	(1,1)	0,3	-
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Investigación y exploración hidrocarburos	I.G.	100,0	15,4	2,4	(12,3)	-
GN West Africa, S.L.	España	Investigación y exploración hidrocarburos	I.G.	100,0	-	-	-	-
El Andalus LNG, SPA	Argelia	Licuefacción	I.P.	32,0	79,8	(6,5)	0,6	-

Gas Natural Rigassificazione Italia, S.p.A.	Italia	Regasificación de gas	I.G.	100,0	0,1	-	-	-
Natural Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	I.G.	100,0	-	5,0	2,9	-
Adm. de Servicios de Energía México, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	86,8	-	(0,3)	-	-
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	España	Servicios	I.G.	100,0	0,3	1,4	-	-
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	87,0	-	(0,1)	(0,1)	-
Gas Natural Servicios, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	86,8	6,1	(2,2)	2,2	-
Gas Natural Servicios, S.A.	Brasil	Servicios	I.G.	100,0	1,8	1,1	1,2	(0,2)
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	Servicios	I.G.	100,0	6,2	3,4	0,7	-
Portal del Instalador, S.A.	España	Servicios	I.G.	75,0	1,3	(0,1)	0,2	-
Serviconfort Colombia, S.A.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	0,2	0,1	0,6	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	87,0	-	0,2	-	-
Buenergía Gas & Power, Ltd.	I. Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	95,0	0,1	(57,6)	17,4	-
Gas Natural Corporación Edifica, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	5,5	(1,3)	4,5	-
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	349,5	19,7	25,1	-
Gas Natural Italia, S.p.A.	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,1	0,3	-	-
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	2,1	(0,7)	(0,9)	-
Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	105,0	(23,5)	-	-
Holding Gas Natural, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,3	0,2	(1,3)	-
Invergas Puerto Rico, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	5,0	(2,4)	-	-
Invergás, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	48,9	60,6	-	-
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,2	1,3	0,5	-
Gas Natural Eólica, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	6,0	0,5	0,5	-
EcoEléctrica Holding, Ltd	I. Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	63,2	19,0	-	(20,4)
EcoEléctrica Limited	I. Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	0,6	0,1	-	(0,2)
Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	Italia	Sociedad de cartera y distribución de gas	I.G.	100,0	4,7	116,7	(0,9)	-
Desarrollo del Cable, S.A.	España	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	21,1	20,6	9,9	-
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	Reino Unido	Transporte de gas	I.G.	72,6	0,1	78,6	113,1	(81,4)
Metragaz, S.A.	Marruecos	Transporte de gas	I.G.	72,3	3,4	0,8	1,0	-

(1) Resultado correspondiente a septiembre de 2007

(2) Resultado correspondiente a noviembre de 2007

(3) Patrimonios sociales adaptados a NIIF-UE, únicamente a efectos de información consolidada de GAS NATURAL.



GRUPO GAS NATURAL

DILIGENCIA: Para hacer constar por el Vicesecretario del Consejo de Administración Don Felipe Cañellas Vilalta, que el Consejo de Administración en la sesión de 29 de febrero de 2008 ha formulado las Cuentas Anuales Consolidadas que comprenden el Balance, la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, los Estados de ingresos y gastos reconocidos, los Estados de flujos de efectivo y la Memoria, constando en todas las hojas el sello de la sociedad y la firma del que suscribe a efectos de identificación, todo ello en 88 hojas números 1 a 88 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas números 89 y 90 que quedan incorporadas como anexo a las Cuentas Anuales de la sociedad.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubo
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Juan María Nin Génova
Consejero

D. Enrique Alcántara-García Irazoqui
Consejero

D. Francisco Reynés Massanet
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Fernando Ramírez Mazarredo
Consejero



Caixa d'Estalvis de Catalunya
Consejero

Representada por D. José M^a Loza Xuriach

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Santiago Cobo Cobo
Consejero

D. ~~Emiliano~~ López Achurra
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero

D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero

D. José Arcas Romeu
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Enrique Locutura Rupérez
Consejero



INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO



1. Evolución de los negocios

Análisis del ejercicio 2007

El beneficio neto del ejercicio 2007 aumenta en un 12,3% respecto al del año anterior y se sitúa en 959,4 millones de euros.

El crecimiento del beneficio neto se mantiene en la senda de doble dígito, a pesar de los menores resultados positivos por la enajenación de activos (64,3 millones de euros en 2007 frente a 230,3 millones de euros en 2006).

El EBITDA del ejercicio 2007 alcanza los 2.276,6 millones de euros y aumenta un 19,0% respecto al del año anterior.

La actividad de comercialización mayorista y minorista de gas, que además engloba la comercialización minorista de otros productos y servicios en España, ha alcanzado un EBITDA de 445,8 millones de euros, frente a 219,9 millones de euros en el año anterior. A pesar del contexto de creciente volatilidad del escenario energético y del dólar, la gestión global del riesgo de la cartera comercial ha contribuido a la consecución de dichos resultados.

El EBITDA de la actividad de distribución de gas en España alcanzó los 862,8 millones de euros, lo que representa un 6,3% por encima del año anterior y representa el 37,9% del EBITDA consolidado.

La distribución de gas en Latinoamérica continúa con el crecimiento orgánico, registrando un incremento en el EBITDA del 10,1%, situándose en 425,1 millones de euros.

La actividad de electricidad (generación y comercialización) en España alcanza un EBITDA de 279,2 millones de euros, un 7,9% superior, condicionado por el entorno de precios bajos del pool en el conjunto del año.

GAS NATURAL y el Ayuntamiento de Lantarón firman un convenio para la construcción de un ciclo combinado de 800 MW. Asimismo, se obtiene la Autorización Ambiental Integrada para el ciclo combinado del Puerto de Barcelona (800 MW) y se inicia la construcción del ciclo combinado de Málaga (400 MW).

GAS NATURAL y Repsol YPF cuentan con un nuevo buque metanero de 138.000 m³ que se incorpora a la flota de Stream, la sociedad conjunta dedicada al transporte y comercialización de gas natural licuado.

GAS NATURAL y Repsol YPF, en consorcio con otras sociedades, desarrollarán un proyecto integrado de gas en Angola. Los trabajos de evaluación de reservas de gas se iniciarán durante el primer trimestre de 2008.

GAS NATURAL cierra la operación y toma el control efectivo de las cinco centrales de ciclo combinado adquiridas en México tras obtener todas las autorizaciones de los reguladores.

El pasado 8 de enero de 2008 se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2007 de 0,43 euros por acción, lo que supone un incremento del 16,2% en relación al dividendo a cuenta del año anterior.

Principales magnitudes económicas

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	10.093,0	10.348,3	(2,5)
EBITDA	2.276,6	1.912,4	19,0
Beneficios de explotación	1.567,0	1.263,1	24,1
Resultado neto atribuible a accionistas de la soc. dominante	959,4	854,5	12,3
Inversiones materiales	1.148,2	1.057,0	8,6
Deuda financiera neta (a 31/12)	3.689,5	3.071,5	20,1

Principales magnitudes físicas

	2007	2006	%
Distribución de gas (GWh):	453.172	432.956	4,7
España:	271.058	258.758	4,8
Ventas de gas a tarifa	38.288	44.660	(14,3)
ATR	232.770	214.098	8,7
Latinoamérica:	179.314	171.750	4,4
Ventas de gas a tarifa	115.367	106.849	8,0
ATR	63.947	64.901	(1,5)
Italia:	2.800	2.448	14,4
Ventas de gas a tarifa	2.635	2.347	12,3
ATR	165	101	63,4
Suministro de gas (GWh):	292.730	294.451	(0,6)
España ⁽¹⁾	245.566	251.410	(2,3)
Internacional	47.164	43.041	9,6
Transporte de gas – EMPL (GWh)	124.150	129.499	(4,1)
Red de distribución de gas (Km):	109.759	104.528	5,0
España	45.429	42.364	7,2
Latinoamérica	59.555	58.152	2,4
Italia	4.775	4.012	19,0
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):	11.115	10.662	4,2
España	5.681	5.435	4,5
Latinoamérica	5.077	4.907	3,5
Italia	357	320	11,6
Contratos por cliente en España (a 31/12)	1,37	1,43	(4,2)
Energía eléctrica producida (GWh):	18.700	19.514	(4,2)
España	16.975	17.831	(4,8)
Puerto Rico	1.725	1.683	2,5
Capacidad de generación eléctrica (MW):	6.484	3.440	88,5
España	3.980	3.169	25,6
México	2.233	-	-
Puerto Rico	271	271	-

(1) No incluye operaciones de intercambio con empresas energéticas.

Importe neto de la cifra de negocios

Importe neto cifra negocios	2007	%s/total	2006	%s/total	% 2007/2006
Distribución de gas	4.032,6	40,0	3.849,1	37,2	4,8
<i>España</i>	2.116,4	21,0	2.154,0	20,8	(1,7)
<i>Latinoamérica</i>	1.765,5	17,5	1.557,1	15,1	13,4
<i>Italia</i>	150,7	1,5	138,0	1,3	9,2
Electricidad	1.271,0	12,6	1.506,2	14,5	(15,6)
<i>España</i>	1.126,9	11,2	1.347,5	13,0	(16,4)
<i>Puerto Rico</i>	144,1	1,4	158,7	1,5	(9,2)
Upstream & Midstream	259,2	2,6	284,9	2,8	(9,0)
Mayorista y Minorista	6.037,4	59,8	6.346,4	61,3	(4,9)
Otros	153,9	1,5	146,3	1,4	5,2
Ajustes de consolidación	(1.661,1)	(16,5)	(1.784,6)	(17,2)	(6,9)
Total	10.093,0	100,0	10.348,3	100,0	(2,5)

El importe neto de la cifra de negocios en el ejercicio 2007 asciende a 10.093,0 millones de euros y registra un descenso del 2,5% con respecto al del año anterior. Ello se debe fundamentalmente al descenso de los precios de la electricidad en España y al comportamiento del dólar respecto al euro.

EBITDA ⁽¹⁾

	2007	%s/total	2006	%s/total	% 2007/2006
Distribución de gas	1.322,8	58,1	1.228,1	64,2	7,7
<i>España</i>	862,8	37,9	811,8	42,4	6,3
<i>Latinoamérica</i>	425,1	18,7	386,2	20,2	10,1
<i>Italia</i>	34,9	1,5	30,1	1,6	15,9
Electricidad	338,1	14,9	321,4	16,8	5,2
<i>España</i>	279,2	12,3	258,8	13,5	7,9
<i>Puerto Rico</i>	58,9	2,6	62,6	3,3	(5,9)
Upstream & Midstream	157,5	6,9	181,3	9,5	(13,1)
Mayorista y Minorista	445,8	19,6	219,9	11,5	-
Otros	12,4	0,5	(38,3)	(2,0)	-
Total	2.276,6	100,0	1.912,4	100,0	19,0

⁽¹⁾ EBITDA = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas

El EBITDA de 2007 alcanza los 2.276,6 millones de euros, con un aumento del 19,0% respecto al del año anterior, impulsado principalmente por la actividad de comercialización mayorista y minorista de gas que representa un 19,6% del total EBITDA consolidado.

La actividad de distribución en su conjunto (España, Latinoamérica e Italia) representa un 58,1% del EBITDA de GAS NATURAL. La mayor contribución corresponde a la distribución regulada en España con un 37,9%.

La actividad de electricidad en su conjunto (España y Puerto Rico) representa el 14,9%.

Beneficio de explotación

	2007	%s/total	2006	%s/total	% 2007/2006
Distribución de gas	887,2	56,7	798,2	63,2	11,2
<i>España</i>	571,7	36,5	527,0	41,7	8,5
<i>Latinoamérica</i>	313,1	20,0	271,1	21,5	15,5
<i>Italia</i>	2,4	0,2	0,1	-	-
Electricidad	236,0	15,0	223,2	17,7	5,7
<i>España</i>	194,8	12,4	178,7	14,2	9,0
<i>Puerto Rico</i>	41,2	2,6	44,5	3,5	(7,4)
Upstream & Midstream	105,5	6,7	134,2	10,6	(21,4)
Mayorista y Minorista	428,0	27,3	197,3	15,6	-
Otros	(89,7)	(5,7)	(89,8)	(7,1)	-
Total	1.567,0	100,0	1.263,1	100,0	24,1

Las dotaciones a amortizaciones y a provisiones aumentan un 9,8% y un 3,4%, respectivamente, de forma que el beneficio operativo se sitúa en 1.567,0 millones de euros, un 24,1% superior al del año anterior.

Resultados financieros

El resultado financiero neto del período es de 224,3 millones de euros, frente a 267,0 millones de euros en el año anterior. Este mejor resultado se debe fundamentalmente a la disminución de la deuda media, que refleja la capacidad de autofinanciación creciente en los negocios en su conjunto, así como por el menor coste financiero medio de GAS NATURAL a pesar de las turbulencias en los mercados monetarios durante el ejercicio 2007, y a que 2006 incluye la mayor parte de costes del aval bancario con motivo de la Oferta por Endesa.

La adquisición de activos de generación en México realizada en diciembre de 2007 ha dado lugar a un aumento de la deuda neta total consolidada en el cuarto trimestre de 2007, situando la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2007 en 3.689,5 millones de euros (618,0 millones de euros más que el año anterior). Ello resulta en un ratio de endeudamiento del 36,5% y en una cobertura financiera de 10,1 veces.

La evolución de los tipos de cambio de cierre de 2007 con respecto al cierre de 2006 de la deuda en moneda no euro (principalmente dólar y peso mexicano) ha llevado a una disminución de la deuda neta de 47,2 millones de euros en el año.

Los instrumentos financieros disponibles superan los 5.800 millones de euros a 31 de diciembre de 2007. En este sentido, el pasado 27 de diciembre de 2007 GAS NATURAL renovó su programa Euro Medium Term Notes (EMTN) y lo amplió de 2.000 millones de euros a 4.000 millones de euros, con las mismas características del actual programa, si bien hasta la fecha no se ha realizado ninguna emisión adicional.

En la actualidad la calificación crediticia de la deuda de GAS NATURAL a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	l/p	c/p	Perspectiva
Moody's	A2	P-1	Estable
Standard & Poor's	A	A-1	Estable
Fitch	A+	F1	Negativa

Participación en resultados de asociadas

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de las participaciones minoritarias en sociedades distribuidoras de gas en España (Gas Aragón) y en sociedades de generación eólica. La participación en Gas Natural de Álava a partir del 1 de septiembre de 2006 no se consolida por el método de participación.

El resultado correspondiente a la participación en resultados en asociadas en 2007 es de 7,6 millones frente a 5,1 millones en 2006.

Resultados de la enajenación de activos no corrientes

Los resultados de la enajenación de activos no corrientes en 2007 alcanzan los 64,3 millones de euros frente a 230,3 millones de euros en el año anterior.

Estos resultados se deben, fundamentalmente, a la enajenación durante el presente ejercicio de la participación del 9,4% que se mantenía en Naturgas Energía Grupo. Los resultados del año anterior corresponden fundamentalmente a la enajenación de un 7,8% de la participación en Enagás y a la venta de la participación en Gas Natural de Álava.

Impuesto sobre sociedades

GAS NATURAL tributa en España en el régimen de consolidación fiscal, teniendo la consideración de sujeto pasivo el grupo fiscal, determinando su base imponible por la agregación de las bases imponibles de las sociedades integrantes del Grupo. El resto de sociedades residentes en España que no forman parte del régimen especial tributan de forma independiente y las no residentes tributan en cada uno de los países en que operan, aplicándose el tipo de gravamen vigente en el impuesto sobre sociedades (o impuesto equivalente) sobre los beneficios del período.

El gasto por impuesto sobre sociedades en el ejercicio asciende a 359 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo de gravamen del 25,3%, frente al 24,6% registrado en el año anterior.

Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en EMPL (participada por GAS NATURAL en un 72,6%), en el subgrupo de sociedades participadas en Colombia (participada en un 59,1%), en Gas Natural BAN (participada en un 70,0%), en Gas Natural México (participada en un 86,8%) y en las compañías brasileñas CEG (participada en un 54,2%) y CEG Rio (participada en un 59,6%), además de en otras sociedades en España.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en 2007 asciende a 97,1 millones de euros, con un aumento de 22,7 millones de euros respecto al del año anterior debido fundamentalmente a las sociedades participadas en Colombia y Brasil.



Inversiones

Las inversiones totales ascienden a 2.323,0 millones de euros, cifra un 99,6% superior a la registrada en el año anterior.

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2007	2006	%
Inversiones materiales	1.148,2	1.057,0	8,6
Inversiones en activos intangibles	63,4	56,6	12,0
Inversiones financieras	1.111,4	50,3	-
Total inversiones	2.323,0	1.163,9	99,6

Las inversiones materiales del ejercicio alcanzan los 1.148,2 millones de euros, con un aumento del 8,6% respecto a las del año anterior, debido fundamentalmente a las inversiones en distribución de gas en España y a las inversiones en generación eléctrica.

Las inversiones financieras en 2007 incluyen el aumento de participación en las sociedades filiales en Argentina, la adquisición del 100% de Eastern España, la adquisición del Grupo Italmeco en Italia y la adquisición de las sociedades mexicanas cuyos activos están compuestos por cinco centrales de ciclo combinado y un gasoducto, mientras que en 2006 incluían la adquisición del 100% de Petroleum Oil & Gas España.

Los activos adquiridos en México son la central de Anáhuac (Río Bravo II), de 495 MW de potencia; la central de Lomas del Real (Río Bravo III), de 495 MW; la central Vallehermoso (Río Bravo IV), de 500 MW; y la central Electricidad Águila de Altamira (Altamira II), de 495 MW, situadas en el estado de Tamaulipas, al noroeste de México, así como el gasoducto de 54 Km de longitud que suministra a estas cuatro instalaciones; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila, también al noroeste del país.

La valoración de la operación es de 1.448,2 millones de dólares estadounidenses y obtuvo la aprobación de los reguladores mexicanos y del Comité de Privatizaciones de Francia, dándose por cerrada la operación el pasado 27 de diciembre de 2007. Su incorporación a los resultados consolidados de GAS NATURAL por integración global se realiza desde el 31 de diciembre de 2007.

El desglose por actividades de las inversiones materiales de los ejercicios 2007 y 2006 es el siguiente:

	2007	2006	%
Distribución:			
España	623,6	591,4	5,4
Latinoamérica	450,3	412,3	9,2
Italia	118,4	113,2	4,6
	54,9	65,9	(16,7)
Electricidad:			
España	336,4	313,4	7,3
Puerto Rico	328,9	305,6	7,6
	7,5	7,8	(3,8)
Gas:			
Up+Midstream	163,4	122,9	33,0
Mayorista & Minorista	148,9	109,2	36,4
	14,5	13,7	5,8
Resto	24,8	29,3	(15,4)
Total inversiones materiales	1.148,2	1.057,0	8,6

La inversión en distribución de gas alcanza los 623,6 millones de euros, un 5,4% superior a la del año anterior. Destaca, por un lado, el aumento del 9,2% de la inversión en distribución de gas en España fruto del desarrollo de la red gasista y, por otro, la recuperación de la inversión en distribución de gas en Latinoamérica que finaliza el ejercicio con un aumento del 4,6%.

Las inversiones en generación eléctrica de 2007 incluyen la finalización de la construcción de la central de ciclo combinado en Plana del Vent (800 MW) y el desarrollo de la central de Málaga (400 MW) y de la central del Puerto de Barcelona (800 MW), mientras que en el mismo período del año anterior incluía la finalización de Cartagena (1.200 MW) y estaba en construcción la de Plana del Vent.

GAS NATURAL destina el 39,2% de sus inversiones materiales a la actividad de distribución de gas en España, materializada en la puesta en servicio de 3.065 Km de nueva red en los últimos doce meses, con un crecimiento del 7,2%, lo que permite continuar con el elevado ritmo de captación de nuevos puntos de suministro, a pesar de la ralentización en el segmento de nueva edificación.

El 28,6% de las inversiones materiales en el período corresponde a la actividad de electricidad en España, principalmente, a los desarrollos de ciclos combinados.

La inversión en Up + Midstream refleja la adquisición de un nuevo buque metanero (50%), el Sestao-Knutsen, de 138.000 m³ de capacidad, los desarrollos en Gassi Chergui (Argelia) y la actividad de Petroleum Oil & Gas España.

El inmovilizado material y los activos intangibles netos alcanzan la cifra de 10.800,6 millones de euros al 31 de diciembre de 2007.

Su desglose por actividades es el siguiente:

	A 31.12.07	%
Distribución:		
España	5.990,5	55,5
Latinoamérica	3.757,7	34,8
Italia	1.702,4	15,8
	530,4	4,9
Electricidad:		
España	3.568,0	33,0
México	2.400,5	22,2
Puerto Rico	997,4	9,2
	170,1	1,6
Gas:		
Up+Midstream	1.046,4	9,7
Mayorista & Minorista	982,1	9,1
	64,3	0,6
Resto	195,7	1,8
Total inmovilizado material y activos intangibles	10.800,6	100,0

El conjunto del inmovilizado material y activos intangibles incluye inmovilizaciones en curso por importe de 473,8 millones de euros, de los que 319,3 millones de euros corresponden a la actividad de electricidad, (construcción de plantas de ciclo combinado y centrales eólicas), 68,4 millones de euros a Latinoamérica y 41,1 millones de euros a Up + Midstream.

La actividad de distribución de gas, con un 55,5%, sigue representando la mayor parte del total de inmovilizado material y activos intangibles netos de GAS NATURAL.

El inmovilizado material y activos intangibles en Latinoamérica alcanza los 1.702,4 millones de euros, el 15,8% del total de GAS NATURAL, y corresponde fundamentalmente a activos de distribución de gas en la región.

Distribución España

Incluye la actividad retribuida de distribución de gas, el suministro de gas a tarifa, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.) en España.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.116,4	2.154,0	(1,7)
Aprovisionamientos	(827,2)	(928,3)	(10,9)
Gastos de personal, neto	(55,9)	(61,8)	(9,5)
Otros gastos/ingresos	(370,5)	(352,1)	5,2
EBITDA	862,8	811,8	6,3
Dotación a la amortización	(284,6)	(273,3)	4,1
Dotación a provisiones	(6,5)	(11,5)	(43,5)
Beneficios de explotación	571,7	527,0	8,5

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 2.116,4 millones de euros, con un ligero descenso del 1,7% respecto a la del año anterior. Ello ha sido debido a una menor actividad de ventas de gas a tarifa, motivada por el traspaso de volúmenes de gas natural al mercado liberalizado.

El EBITDA se sitúa en 862,8 millones de euros con un aumento del 6,3% sobre el reportado en el año anterior y en línea con el aumento de la retribución regulada para el ejercicio 2007.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de distribución de gas en España han sido las siguientes:

	2007	2006	%
Ventas actividad de gas (GWh):	271.058	258.758	4,8
Ventas de gas a tarifa:	38.288	44.660	(14,3)
Residencial	26.343	21.367	23,3
Industrial	11.945	21.148	(43,5)
Eléctricas	-	2.145	-
ATR	232.770	214.098	8,7
Red de distribución (Km)	45.429	42.364	7,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	246	301	(18,3)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.681	5.435	4,5

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa el suministro de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), tanto de distribución de gas

como de transporte secundario, ascienden a 271.058 GWh, con un aumento del 4,8% respecto a las del año anterior.

A pesar de las suaves temperaturas invernales del ejercicio respecto a las del anterior, las ventas de gas en el mercado residencial a tarifa aumentan un 23,3% debido al incremento en el número de nuevos clientes a tarifa gracias a los nuevos puntos de suministro.

La ITC 4101/2005 estableció que al 30 de junio de 2006 el consumo de las centrales térmicas debía ser atendido desde el mercado liberalizado, abandonando por tanto el mercado regulado.

Por otro lado, ha continuado el traspaso de la mayoría de los clientes industriales al mercado liberalizado. Actualmente, el mercado de gas alcanza un grado de apertura (ventas de gas en el mercado liberalizado vs. mercado total) del 88,6% frente a un 86,1% en 2006.

Los servicios de distribución y transporte secundario para el acceso de terceros a la red (ATR) aumentan en un 8,7% y alcanzan los 232.770 GWh, de los que 105.847 GWh (+10,0%) corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 126.923 GWh (+7,7%), para la comercialización de GAS NATURAL como principal operador también en el mercado liberalizado de gas.

GAS NATURAL continúa con la expansión de su red de distribución que se incrementa en 3.065 Km en los últimos doce meses y alcanza 63 nuevos municipios durante el año 2007. El número de puntos de suministro se incrementa en 246.000 en el ejercicio. A 31 de diciembre de 2007, la red de distribución alcanza los 45.429 Km, con un crecimiento del 7,2%, y el número de puntos de suministro los 5.681.000, un 4,5% superior.

El 3 de julio de 2007 se publicó la Ley 12/2007 por la que se modifica la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos con el fin de adaptarla a la Segunda Directiva Europea del Gas 2003/55/CE y establece la desaparición del mercado regulado. Las sociedades distribuidoras dejarán de realizar la actividad de suministro de gas a tarifa y se crea el suministro de último recurso que será realizado por determinadas comercializadoras. El RD 1068/2007, publicado el 28 de julio de 2007, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural y establece que GAS NATURAL será una de las empresas que asumirá la obligación de suministro de último recurso.

La Orden ITC/2309/2007, publicada el 31 de julio, establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso. De acuerdo con esta Orden, el mecanismo de aprovisionamiento del mercado regulado se extinguirá el 1 de julio de 2008. A partir de esta fecha, los clientes que no hayan optado por elegir empresa comercializadora, pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora de la zona.

Por último, el pasado 29 de diciembre de 2007 se publicó la Orden ITC 3863/2007 en la que se actualiza la retribución para el año 2008 de las actividades reguladas del sector gasista en España, de acuerdo con el marco aprobado en febrero de 2002.

La retribución reconocida a GAS NATURAL para el año 2008 es de 1.123,0 millones de euros, lo que representa un incremento del 5,5% sobre la retribución ajustada de 2007 (1.064,2 millones de euros), una vez considerados los ajustes realizados por una menor actividad de la prevista, motivada por una meteorología más benigna y la consecuente contracción de la demanda de determinados segmentos de consumo.

En relación al transporte secundario, la retribución para el año 2008 se ha incrementado un 21,6% alcanzando los 22,5 millones de euros.



Distribución Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.765,5	1.557,1	13,4
Aprovisionamientos	(1.111,4)	(959,6)	15,8
Gastos de personal, neto	(60,7)	(60,6)	0,2
Otros gastos/ingresos	(168,3)	(150,7)	11,7
EBITDA	425,1	386,2	10,1
Dotación a la amortización	(94,4)	(91,0)	3,7
Dotación a provisiones	(17,6)	(24,1)	(27,0)
Beneficios de explotación	313,1	271,1	15,5

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 1.765,5 millones de euros y registra un crecimiento del 13,4% destacando la aportación de Brasil por 853,3 millones de euros y de México por 430,5 millones de euros.

El EBITDA alcanza los 425,1 millones de euros, con un incremento del 10,1% respecto al registrado en el año anterior. Sin considerar las variaciones de tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 10,9%.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes físicas del negocio de distribución de gas en Latinoamérica han sido las siguientes:

	2007	2006	%
Ventas actividad de gas (GWh):	179.314	171.750	4,4
Ventas de gas a tarifa	115.367	106.849	8,0
ATR	63.947	64.901	(1,5)
Red de distribución (Km)	59.555	58.152	2,4
Incremento de puntos de suministro, en miles	170	150	13,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.077	4.907	3,5

Las principales magnitudes físicas por países en el año 2007 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	74.055	46.253	15.664	43.342	179.314
Incremento vs. 2006 (%)	7,0	2,2	15,5	(0,9)	4,4
Red de distribución	21.855	5.635	16.555	15.510	59.555
Incremento vs. 31/12/2006 (Km)	369	248	498	281	1.396
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.355	773	1.816	1.133	5.077
Incremento vs. 31/12/2006, en miles	33	20	104	13	170

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 179.314 GWh con un incremento del 4,4%.

Las ventas de gas a tarifa aumentan un 8,0% hasta los 115.367 GWh en las que destaca Colombia con un aumento del 15,5%, con fuerte crecimiento en cada uno de sus segmentos de mercado, destacando el desarrollo que está teniendo el gas natural para vehículos, con un incremento del 46,5% respecto al año anterior; así como el aumento de ventas de gas en Argentina, con unas ventas de gas al mercado doméstico/comercial un 22,7% superiores a las del año anterior por las temperaturas registradas, las más bajas de los últimos 60 años.

La red de distribución se incrementa en 1.396 Km en 2007, alcanzando los 59.555 Km a 31 de diciembre de 2007, con un crecimiento del 2,4%. El desarrollo de nuevas redes se sitúa por debajo de años anteriores, al centrar el objetivo comercial en la saturación de la red existente.

La cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 5.077.000 a 31 de diciembre de 2007. GAS NATURAL mantiene elevadas tasas de crecimiento con un incremento de 170.000 puntos de suministro en los últimos doce meses, pese a las dificultades coyunturales de competitividad en los mercados convencionales en Brasil y México y el elevado nivel de saturación alcanzado en Colombia.

Cabe destacar los siguientes aspectos en relación con la actividad en la región:

- En Argentina el 9 de abril de 2007 se publicaron por parte del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) los cuadros tarifarios que permiten instrumentalizar la aplicación del Acta Acuerdo suscrita por Gas Natural BAN y el gobierno argentino.
- El incremento del 33% del margen de distribución se aplica a los mercados doméstico, comercial e industrial. Este incremento de tarifas que se ha venido registrando en las ventas de gas de Gas Natural BAN desde el 1 de noviembre de 2005 debe considerarse como parte de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya siguiente fase de negociación ya se ha iniciado.
- Las ventas del período se sitúan un 7,0% por encima del año anterior debido a las temperaturas anormalmente frías del invierno en comparación con el ejercicio anterior.
- En Brasil las ventas del ejercicio 2007 se sitúan ligeramente por encima del año anterior, destacando el crecimiento del 13,6% de las ventas de gas para vehículos compensado en parte por el descenso de las ventas para generación eléctrica del 5,7% por inconvenientes en el suministro de gas por mantenimiento de la infraestructura de transporte de Petrobras.
- En Colombia se incrementa la base de clientes en un 6,1% respecto al año 2006, debido principalmente al desarrollo del mercado de nueva edificación en Bogotá así como la gasificación de la zona de Cundiboyacá. Las ventas aumentan un 15,5% respecto al año anterior basado en mayores ventas a industrias y por el mayor desarrollo del mercado de gas natural para vehículos, situándose las ventas en este mercado en 2.721 GWh con un incremento del 46,5% respecto al ejercicio anterior.
- Por último, en México crece un 22,6% el incremento de puntos de suministro respecto al año anterior, pasando de 10.600 a 13.000 clientes, debido al mayor desarrollo comercial en la Ciudad de México.

Las ventas de gas del ejercicio se sitúan ligeramente por debajo del año anterior, debido al descenso de las ventas de ATR por la suspensión parcial del suministro de gas en la zona de Bajíos, debido a incidencias en los gasoductos del productor (PEMEX) en el segundo semestre del año, compensado por el mayor consumo en los mercados doméstico/comercial (5% superior al registrado en 2006) debido a las bajas temperaturas registradas durante el primer trimestre del 2007.



Distribución Italia

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	150,7	138,0	9,2
Aprovisionamientos	(92,4)	(84,0)	10,0
Gastos de personal, neto	(15,4)	(12,9)	19,4
Otros gastos/ingresos	(8,0)	(11,0)	(27,3)
EBITDA	34,9	30,1	15,9
Dotación a la amortización	(23,9)	(28,3)	(15,5)
Dotación a provisiones	(8,6)	(1,7)	-
Beneficios de explotación	2,4	0,1	-

Las operaciones de distribución de gas en Italia representan una contribución al EBITDA de 34,9 millones de euros, con un aumento del 15,9% respecto al año anterior.

Principales magnitudes

	2007	2006	%
Ventas actividad de gas (GWh):	2.800	2.448	14,4
Ventas de gas a tarifa	2.635	2.347	12,3
ATR	165	101	63,4
Red de distribución (Km)	4.775	4.012	19,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	357	320	11,6

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.800 GWh, con un aumento del 14,4% respecto a 2006 debido fundamentalmente a un incremento del 11,6 % de los puntos de suministro y a una mayor demanda de gas en el cuarto trimestre de 386 GWh, fundamentalmente debido a las temperaturas en este último trimestre que han sido significativamente inferiores al mismo trimestre del año anterior.

Las operaciones de expansión han dado lugar a un aumento de la red de distribución en 254 Km y a un crecimiento de 37.000 nuevos puntos de suministro en términos interanuales.

Tras la adquisición del grupo gasista Italmeco por 32,0 millones de euros, GAS NATURAL amplió su área de distribución en el país a 31 nuevos municipios de las regiones de Basilicata, Calabria, Campania y Lazio. Finalizado el proceso de toma de control, con fecha 17 de diciembre de 2007 se ha incorporado al perímetro de consolidación por integración global. Ello ha supuesto una incorporación de 8.930 puntos de suministro de distribución de gas y de 509 Km de red.

Con esta operación, GAS NATURAL cuenta ya con presencia en 178 municipios de 8 regiones del centro y sur de Italia.

Electricidad España

Incluye las actividades de generación de electricidad de España (ciclos combinados, parques eólicos y cogeneración), el trading de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.126,9	1.347,5	(16,4)
Aprovisionamientos	(727,6)	(958,1)	(24,1)
Gastos de personal, neto	(4,9)	(7,8)	(37,2)
Otros gastos/ingresos	(115,2)	(122,8)	(6,2)
EBITDA	279,2	258,8	7,9
Dotación a la amortización	(79,5)	(77,2)	3,0
Dotación a provisiones	(4,9)	(2,9)	69,0
Beneficios de explotación	194,8	178,7	9,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad alcanza los 1.126,9 millones de euros con un descenso del 16,4% debido fundamentalmente a la coyuntura de los precios de la electricidad y a una menor producción.

El precio medio del pool de 2007 se ha situado en 40,95 €/MWh frente a 52,97 €/MWh en 2006, con una coyuntura totalmente opuesta.

Los precios del pool durante el año 2007 han descendido de forma considerable frente a los del año anterior, debido, entre otras razones, al crecimiento moderado de la demanda eléctrica por efecto de la suavidad de las temperaturas invernales y a la mayor producción hidráulica y eólica.

No obstante, el precio ponderado del mercado diario del cuarto trimestre del año 2007 alcanzó los 50,0 €/MWh, un 30% superior al precio del cuarto trimestre del año anterior (38,3 €/MWh), debido principalmente a las escasas aportaciones hidráulicas de los últimos meses del año, unido a las bajas reservas de los embalses.

La demanda anual de electricidad en 2007 (260.838 GWh)¹ es un 2,8% superior a la de 2006. Una vez descontados los efectos del diferente número de días laborales y de la temperatura resulta un aumento del 4,0%. Por otro lado, la generación hidráulica acumulada a diciembre de 2007 es de 26.381 GWh², un 4,2% superior a la del año anterior.

A la reducción de precios comentada también se ha unido la importante disminución del precio de los derechos de emisión respecto a las mismas fechas del año anterior, pasando de niveles en el entorno de los 20,0 €/t del año anterior a niveles de 0,02 €/t al finalizar el año 2007.

En términos de EBITDA los resultados obtenidos en 2007 se elevan a 279,2 millones euros, un 7,9% superior a las cifras del año anterior, a pesar de los menores precios del pool, debido a la optimización de la participación de GAS NATURAL en los diferentes negocios eléctricos de generación de electricidad de España, el trading de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización en el mercado liberalizado español.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de electricidad de GAS NATURAL en España son las siguientes:

	2007	2006	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	3.980	3.169	25,6
Ciclos combinados	3.600	2.800	28,6
Eólica	363	347	4,6
Cogeneración	17	22	(22,7)
Energía eléctrica producida (GWh):	16.975	17.831	(4,8)
Ciclos combinados	16.096	16.987	(5,2)
Eólica	779	694	12,2
Cogeneración	100	150	(33,3)
Electricidad contratada (GWh/año)	6.239	210	-
Ventas de electricidad (GWh):	2.214	2.761	(19,8)
Residencial	736	1.931	(61,9)
Industrial	1.478	830	78,1

GAS NATURAL cuenta con 3.600 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados al incorporar en este ejercicio la central de ciclo combinado de Plana del Vent (Tarragona) con 800 MW. Además tiene en fase de construcción 400 MW (Málaga) y otros 800 MW (Puerto Barcelona) en tramitación avanzada de permisos. Asimismo, recientemente GAS NATURAL y el Ayuntamiento de Lantarón (Álava) han firmado un convenio para la construcción de un ciclo combinado de 800 MW en dicha localidad.

Durante el año 2007 GAS NATURAL ha puesto en marcha un total de 31 MW eólicos (16 MW netos), afianzándose como uno de los principales agentes del sector con 737 MW eólicos en explotación (363 MW netos) y 900 MW eólicos en desarrollo. Adicionalmente, se han presentado proyectos por más de 400 MW eólicos al Concurso de Canarias.

Adicionalmente, el negocio de cogeneración de GAS NATURAL, con una potencia atribuible de 17 MW, ha generado 99 GWh. A corto plazo está prevista la puesta en operación de dos nuevas plantas de purines, en fase avanzada de construcción, con una potencia total instalada de 22 MW.

En 2007 la energía generada y vendida fundamentalmente al mercado alcanza los 16.975 GWh, un 4,8% inferior a la de 2006, debido en gran parte al escenario desfavorable de los precios del pool.

La generación de electricidad con ciclos combinados asciende a 16.096 GWh en el ejercicio. La cuota acumulada en 2007 de GAS NATURAL en generación de electricidad en régimen ordinario se sitúa en el 7,5%.

La producción con ciclos combinados de GAS NATURAL representa el 30% de la producción nacional con esta tecnología, aumentando significativamente los valores porcentuales del año anterior (23%), lo cual, refuerza su posicionamiento en este sector.

El número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga ha sido de 5.057 horas, en base anual, correspondientes a un factor de carga de 57,7%, a pesar del escenario de reducción de precios comentado.

En el régimen de las energías renovables, la producción eólica neta atribuible de los parques participados por GAS NATURAL durante el cuarto trimestre de 2007 ha sido de

221 GWh, muy similar a la del año anterior pese al incremento de la potencia eólica instalada de GAS NATURAL, debido a una menor eolicidad en el período. La producción de 2007 asciende a 779 GWh, un 12,2% superior a la del año anterior gracias a la eolicidad de los primeros meses del año.

En la actividad de comercialización de electricidad en el mercado liberalizado, tras las modificaciones introducidas por el Real Decreto 1634/2006, se aprecia una tendencia hacia el crecimiento del mercado liberalizado, fundamentalmente para determinados grupos tarifarios de alta tensión. Este es el motivo que justifica la evolución de la cuota de mercado liberalizado eléctrico nacional respecto al mercado total eléctrico, y que está subiendo desde un mínimo en diciembre 2006 de un 20% hasta un 28% al finalizar 2007.

Dentro de la política de segmentación y captación selectiva de clientes eléctricos, la cartera de clientes eléctricos de GAS NATURAL es a 31 de diciembre de 2007 de unos 6.239 GWh/año, con tendencia al alza, con un precio medio de venta superior al registrado en la misma fecha del año anterior.

GAS NATURAL ha optimizado notablemente durante el último trimestre de 2007 su participación en el mercado eléctrico con la actividad de trading. En unos mercados cada vez más globales e interrelacionados, esta actividad se centra en los mercados energéticos de gas y electricidad así como también en el comercio de derechos y créditos de emisión de CO₂, estando presentes tanto en España como en algunos países de Europa, Estados Unidos o del resto del mundo en el caso del CO₂.

GAS NATURAL lleva años presente en el mercado financiero eléctrico no organizado español OTC (Over The Counter), incrementando sustancialmente su actividad este año. Miembro del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) prácticamente desde su inicio a mediados del 2006, participa también de las oportunidades que este mercado ofrece, con la transparencia y la solvencia garantizada que posee al ser un mercado organizado. Gracias a esta actividad, se está realizando una gestión activa de la posición y una optimización de los márgenes, beneficios y exposición al riesgo. La energía gestionada por la actividad de trading en 2007 en estos mercados ha ascendido a 6,6 TWh.

Dentro de los mercados de derechos de emisión, GAS NATURAL opera tanto bilateralmente como en las bolsas más líquidas: Powernext para contratación spot y ECX (European Climate Exchange) para negociación de futuros. Igualmente se analizan las oportunidades relativas a CERs (Certified Emission Reductions) tanto en el mercado primario como en el secundario. Por otro lado, GAS NATURAL está desarrollando diversos proyectos enmarcados dentro de los Mecanismos de Desarrollo Limpio, fundamentalmente en Latinoamérica.

Para poder realizar todas estas acciones GAS NATURAL cuenta con línea abierta con los principales bancos y empresas energéticas, así como con los brokers, tanto a nivel nacional como internacional.

El Ministerio de Industria estableció en febrero de 2007 un calendario de subastas de energía eléctrica para cubrir la energía a tarifa por períodos trimestrales. El 18 de diciembre de 2007 se celebró la tercera de estas subastas para la compra de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR). Se pusieron a la venta 6.500 MW en carga base para las distribuidoras que suministran a los consumidores peninsulares en España y Portugal a lo largo de los próximos tres meses (un total de 14.190 GWh). Participaron 24 agentes vendedores, de los cuales 23, entre los que se encontraba GAS NATURAL, resultaron adjudicatarios de la venta de energía a un precio de 64,65 €/MWh para el primer trimestre del año. La adjudicación a GAS NATURAL le ha permitido optimizar su posición de riesgo.

El lanzamiento de las subastas de emisiones primarias de energía en el mercado de producción desde junio de 2007, con el objeto de fomentar la liquidez del mercado a plazo, ha permitido a GAS NATURAL tomar posiciones que le permiten optimizar el porfolio conjunto de sus posiciones tanto de trading como de aprovisionamiento eléctrico. En el mes de diciembre de 2007 se celebró la tercera subasta de emisiones primarias de energía, en la que se adjudicaron 5,18 TWh frente a los 2,5 TWh y 1,45 TWh de la segunda y primera subastas celebradas en 2007. Participaron 17 agentes, entre los que se encontraba GAS NATURAL. La energía gestionada en 2007 para trading en estos nuevos productos ha ascendido a 1.100 GWh.

Electricidad Puerto Rico

GAS NATURAL está presente en Puerto Rico desde octubre de 2003, cuando adquirió el 47,5% de la empresa EcoEléctrica, además del derecho exclusivo sobre la entrada de gas natural adicional en la isla y un contrato de operación, mantenimiento y gestión de combustibles.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	144,1	158,7	(9,2)
Aprovisionamientos	(72,0)	(80,8)	(10,9)
Gastos de personal, neto	(3,3)	(3,1)	6,5
Otros gastos/ingresos	(9,9)	(12,2)	(18,9)
EBITDA	58,9	62,6	(5,9)
Dotación a la amortización	(17,4)	(18,2)	(4,4)-
Dotación a provisiones	(0,3)	0,1	-
Beneficios de explotación	41,2	44,5	(7,4)

Las actividades de GAS NATURAL en Puerto Rico alcanzan un EBITDA en moneda local de 80,6 millones de dólares estadounidenses, con un aumento del 2,3% respecto al del año anterior.

Principales magnitudes

Las instalaciones de EcoEléctrica constan de una planta de regasificación con una capacidad de 115.000 m³ y una central de ciclo combinado de 540 MW. Es la primera planta privada de generación de energía eléctrica que utiliza gas natural como combustible y está situada en Peñuelas, al sur de Puerto Rico.

Las ventas de generación eléctrica del año 2007 de EcoEléctrica han sido de 3.450 GWh (la energía atribuible a GAS NATURAL es de 1.725 GWh), con un crecimiento del 2,5% y con un factor de carga del 77,7%, ligeramente superior al 75,7% registrado en el año anterior.

En mayo de 2007 GAS NATURAL firmó un contrato con la autoridad eléctrica de Puerto Rico (PREPA) para proporcionar, a partir de 2008, servicios de regasificación por un volumen de 0,7 Bcm/año que será destinado a generar electricidad en la central eléctrica de Aguirre cuya transformación a gas natural se realizará en los próximos meses.



Up & Midstream

Incluye el desarrollo de los proyectos integrados de GNL, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	259,2	284,9	(9,0)
Aprovisionamientos	(47,0)	(39,7)	18,4
Gastos de personal, neto	(5,3)	(4,1)	29,3
Otros gastos/ingresos	(49,4)	(59,8)	(17,4)
EBITDA	157,5	181,3	(13,1)
Dotación a la amortización	(45,9)	(47,3)	(3,0)
Dotación a provisiones	(6,1)	0,2	-
Beneficios de explotación	105,5	134,2	(21,4)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de upstream y midstream alcanza los 259,2 millones de euros, con un descenso del 9,0%.

El EBITDA de 2007 es de 157,5 millones de euros, un 13,1% inferior al del año anterior, debido fundamentalmente a una menor actividad en el transporte de gas por gasoducto, a una menor utilización de la flota de buques metaneros en el año en curso (91,2% vs. 96,5% de 2006) y fundamentalmente a un tipo de cambio del dólar desfavorable que afecta a las actividades de EMPL.

Sin considerar el efecto negativo de la variación de la moneda local con respecto al euro, el EBITDA disminuiría sólo en un 5,4% respecto al año anterior. Este efecto ha sido especialmente importante en el cuarto trimestre en el que la devaluación del dólar frente al euro ha sido del 3,7%.

Las operaciones de exploración y producción de gas se registran por el método de successful-efforts, por el cual los costes anteriores a la fase de perforación se imputan a resultados en el momento en que se producen y los costes de la fase de perforación se capitalizan provisionalmente como inmovilizado material en curso, pendientes de la determinación de si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de transporte internacional de gas son las siguientes:

	2007	2006	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	124.150	129.499	(4,1)
Portugal-Marruecos	28.094	28.838	(2,6)
GAS NATURAL	96.056	100.661	(4,6)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 124.150 GWh, con un descenso del 4,1%. De esta cifra, 96.056 GWh han sido transportados para GAS NATURAL a través de la sociedad Sagane y 28.094 GWh para Portugal y Marruecos. El descenso de los

volúmenes transportados se debe fundamentalmente a la caída de la demanda por la benignidad de las temperaturas invernales.

Continúan las actividades de desarrollo del proyecto de exploración en Gassi Chergui (Argelia), en este trimestre se ha iniciado la perforación del primer pozo, y de los proyectos de exploración Marismas (España) y Tánger-Larache (Marruecos).

GAS NATURAL y Repsol YPF, en consorcio con otras empresas, han firmado un acuerdo de accionistas con el objetivo de llevar a cabo los primeros trabajos para desarrollar un proyecto integrado de gas en Angola. Inicialmente se evaluarán las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y en su caso exportarlas en forma de gas natural licuado (GNL). Los trabajos empezarán durante el primer trimestre del año 2008.

La empresa pública Sonatrach, ha comunicado a Repsol YPF y GAS NATURAL su decisión de resolver el contrato relativo al Proyecto Integrado Gassi Touil, del que estas compañías habían resultado adjudicatarias en 2004 en un concurso internacional. Sonatrach en línea con la decisión política manifestada en los últimos meses por las autoridades argelinas, ha comunicado su intención de ser ella quien retome en exclusiva el control de las operaciones, que al ser un proyecto integrado, se extiende tanto a las fases de exploración y producción, como a las de licuefacción y comercialización del gas. Repsol YPF y GAS NATURAL harán valer sus derechos en el procedimiento arbitral internacional que, con arreglo al contrato, decidirá sobre la validez de la pretendida resolución y sobre los daños y perjuicios causados. El resultado de este procedimiento se estima que no va a tener impacto negativo significativo en los estados financieros.

Los proyectos de GAS NATURAL para la construcción de dos plantas de regasificación en Italia (Trieste y Taranto) continúan avanzando en la tramitación para la aprobación de los diferentes permisos, tanto a nivel regional como nacional. En particular desde el inicio de 2008 GAS NATURAL ha mantenido reuniones técnicas con la Comisión de Análisis de Impacto Ambiental del Ministerio de Medioambiente Italiano, así como con los diferentes grupos de trabajo a nivel regional. Asimismo, se continúan manteniendo reuniones de avance técnico con SNAM Rete Gas al objeto de obtener la aprobación medioambiental para la construcción de los dos gasoductos de conexión de los proyectos de regasificación.

El 30 de noviembre de 2007, el armador Knutsen OAS Shipping entregó a GAS NATURAL y Repsol YPF un nuevo metanero, el Sestao-Knutsen, que se incorpora a la flota de Stream, la sociedad conjunta dedicada al transporte y comercialización de gas natural licuado (GNL).

El fletamento del buque se ha realizado a través de un contrato de time-charter, con una duración de 25 años, ampliable por períodos consecutivos de 5 años, y representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL (50%).

La incorporación del buque a la flota se enmarca en uno de los pilares estratégicos de GAS NATURAL para el período 2008-2012, orientado a la integración vertical en Up y Midstream como ventaja competitiva clave en un entorno más competitivo y volátil.

El Sestao-Knutsen tiene una capacidad para transportar hasta 138.000 m³ de gas natural licuado y puede alcanzar una velocidad de 19,5 nudos. El buque metanero cuenta con doble casco, doble fondo en la zona de carga y cuatro tanques criogénicos de doble membrana. La eslora (longitud) alcanza los 284,4 metros, la manga (ancho) mide 42,5 metros y el puntal (altura) 25,4 metros.

El buque es capaz de cargar y descargar en un tiempo máximo de 12 horas, y se caracteriza por su capacidad de aprovechar el gas que se vaporiza durante el transporte, quemándolo en las calderas para alimentar su propia turbina de vapor.

Actualmente la flota que opera Stream es de 12 buques y alcanzará un total 15 buques metaneros en el horizonte del año 2010 después de diversas incorporaciones y renovaciones.

Mayorista & Minorista

Este epígrafe agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en España.

El aprovisionamiento de gas a otras distribuidoras corresponde a las realizadas a Enagás con destino al mercado regulado de distribución de gas.

Resultados

	2007	2006	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.037,4	6.346,4	(4,9)
Aprovisionamientos	(5.368,3)	(5.981,2)	(10,2)
Gastos de personal, neto	(56,5)	(21,3)	-
Otros gastos/ingresos	(166,8)	(124,0)	34,5
EBITDA	445,8	219,9	-
Dotación a la amortización	(7,9)	(6,6)	19,7
Dotación a provisiones	(9,9)	(16,0)	(38,1)
Beneficios de explotación	428,0	197,3	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de suministro de gas alcanza los 6.037,4 millones de euros, que supone un descenso del 4,9% respecto al año anterior. El descenso del importe neto de la cifra de negocios en 2007 se debe fundamentalmente al descenso de los volúmenes comercializados en Europa y al menor tipo de cambio dólar/euro, si bien en el cuarto trimestre ha experimentado un aumento del 10,8% fundamentalmente por las mayores ventas de gas para generación de electricidad.

El EBITDA en 2007 registra unos resultados de 445,8 millones de euros, frente a 219,9 millones de euros en el año anterior.

Como consecuencia de las medidas adoptadas para favorecer la liberalización, así como la política comercial seguida por GAS NATURAL, la evolución del EBITDA sigue la senda de crecimiento gracias a la optimización de la cartera de contratos de gas en el mercado liberalizado, así como al incremento de la eficiencia derivado de la gestión del riesgo de la cartera de commodities y del tipo de cambio asociado a la cartera comercial.

La orden ITC 3992/2006 que establece las tarifas de gas natural para 2007, ha continuado con la liberalización de las tarifas suprimiendo las superiores a una presión de 4 bares a partir del 1 de julio de 2007.



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de aprovisionamiento y comercialización son las siguientes:

	2007	2006	%
Suministro de gas (GWh):	292.730	294.451	(0,6)
España:	245.566	251.410	(2,3)
Mercado español regulado	45.024	58.678	(23,3)
Mercado español liberalizado:	200.542	192.732	4,1
Comercialización GAS NATURAL ⁽¹⁾	167.389	160.624	4,2
Aprovisionamiento a terceros	33.153	32.108	3,3
Internacional:	47.164	43.041	9,6
Aprovisionamiento	40.708	31.476	29,3
Comercialización Europa	6.456	11.565	(44,2)
Contratos multiproducto (a 31/12)	1.904.663	2.137.135	(10,9)
Contratos por cliente (a 31/12)	1,37	1,43	(4,2)

(1) No incluye operaciones de intercambio con empresas energéticas.

El aprovisionamiento y comercialización total de GAS NATURAL ha sido de 292.730 GWh, con un descenso del 0,6%, de los que 245.566 GWh han tenido como destino el mercado español (-2,3%) y los 47.164 GWh restantes los mercados internacionales (+9,6%).

El aprovisionamiento de gas al mercado regulado corresponde a Enagás quien, junto a la gestión de existencias que realiza, suministra a las sociedades distribuidoras de gas, tanto a la propia GAS NATURAL como a terceros. En 2007 dicha actividad ha alcanzado los 45.024 GWh, con una disminución del 23,3% por la mayor apertura del mercado y a que el mismo período de 2006 incluye consumos de centrales térmicas convencionales a tarifa (2.145 GWh).

En cuanto al mercado liberalizado, las ventas han sido de 200.542 GWh con un aumento del 4,1% respecto a las del año anterior. El menor consumo de gas para la generación de electricidad en el conjunto del año, debido a la alta hidraulicidad, ha afectado al crecimiento de esta magnitud. De estas ventas, 167.389 GWh han sido comercializados a clientes finales por GAS NATURAL, destinándose principalmente al mercado industrial, además del suministro a ciclos combinados y al mercado residencial. Por otro lado el aprovisionamiento al mercado liberalizado de otras comercializadoras de gas alcanza los 33.153 GWh, con un aumento del 3,3%.

GAS NATURAL y General Motors España han firmado un acuerdo de colaboración que permitiría impulsar el desarrollo en España del uso del gas natural para vehículos tanto en el sector público como privado. En virtud del acuerdo, General Motors España se compromete a ofertar su gama de vehículos con gas natural en condiciones de precio y financiación atractivas frente a diesel y con plazos ajustados a la demanda.

GAS NATURAL realizará estudios sobre la ubicación de los surtidores públicos en estaciones de servicios existentes o en nuevos emplazamientos, aportará los medios técnicos e inversiones para la explotación y mantenimiento de estas instalaciones y suministrará el gas natural que se consuma.

GAS NATURAL es experta en esta línea de negocio, que ya tiene desarrollada en países de Latinoamérica, donde el uso del gas natural para automoción está muy arraigado. En España ha iniciado ya la comercialización de esta aplicación del gas natural a los denominados "gnAuto" siendo la marca OPEL la primera en realizar este tipo de vehículos.

Asimismo, GAS NATURAL ha lanzado una nueva línea de negocio, "gnSolar", para impulsar el uso conjunto de la energía solar y el gas natural en los edificios residenciales y del sector terciario y ha firmado un acuerdo de colaboración con el proveedor de sistemas solares Schüco International KG para fomentar el desarrollo de la energía solar térmica utilizando el gas natural como energía de apoyo, para la producción de agua caliente sanitaria en los edificios residenciales. Por otro lado, GAS NATURAL y APPLUS+ han firmado un acuerdo de colaboración para certificar los procesos de diseño, instalación y operación de las instalaciones solares que está promoviendo la compañía energética.

En cuanto a la actividad multiproducto de GAS NATURAL, el abandono temporal y selectivo de la comercialización residencial de electricidad en los últimos meses ha dado lugar a una disminución del número de contratos que unido al continuo aumento de la base de clientes resulta en una reducción del ratio de contratos por cliente. No obstante, GAS NATURAL cuenta con 1.532.000 contratos de mantenimiento con sus clientes a 31 de diciembre de 2007.

2. Principales riesgos asociados a la actividad de GAS NATURAL

La actividad de GAS NATURAL se desarrolla en un entorno en el que existen riesgos que pueden afectar a sus operaciones, y que son los siguientes:

a) Las actividades de GAS NATURAL están sujetas al cumplimiento de determinadas regulaciones. El incumplimiento de las mismas y de sus modificaciones puede afectar de un modo adverso a las actividades, resultados y situación financiera de GAS NATURAL

GAS NATURAL está obligada a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. Aunque GAS NATURAL considera que cumple sustancialmente con la legislación aplicable a su actividad, ésta está sujeta a un conjunto complejo de normas que tanto los organismos públicos como privados pueden interpretar de manera distinta al criterio de GAS NATURAL

En especial, la distribución de gas es una actividad regulada en la mayor parte de los países en los que GAS NATURAL realiza dicha actividad. Durante los ejercicios 2007 y 2006, la distribución de gas representó, respectivamente, un 40,0% y un 37,2% de la cifra de negocios consolidada de GAS NATURAL. Asimismo, la distribución de gas representó, respectivamente, un 56,7% y un 63,2% de los beneficios de explotación.

La introducción de cambios en el mercado regulado de distribución de gas podría incidir en el actual esquema de retribución, así como en los costes operativos, de capital, de materias primas e incentivos a la eficiencia, asimismo la actividad de electricidad de GAS NATURAL está expuesta a un cambio o modificación del actual marco regulatorio del sector eléctrico. Por ello, cualquier modificación del actual marco regulatorio del sector del gas natural y de electricidad podría afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL.

b) La distribución de gas y electricidad está sujeta al mantenimiento de determinadas concesiones y autorizaciones administrativas; una resolución anticipada de las mismas afectaría al retorno de las inversiones de GAS NATURAL, así como a sus beneficios futuros.

Dado el carácter regulado de parte de la actividad de gas de GAS NATURAL (España, Latinoamérica, Italia, Marruecos y Argelia), alguna de las actividades de GAS NATURAL están sujetas a la obtención de las correspondientes concesiones o autorizaciones que, con carácter general, son de larga duración. Para ello, y principalmente en Latinoamérica e Italia, GAS NATURAL suscribe contratos o acuerdos de distribución y transporte de gas con

las correspondientes autoridades regulatorias. Igualmente, tales contratos, aseguran los esquemas de retribución y, con ello, el retorno de las inversiones realizadas en estas actividades.

Adicionalmente, cabe considerar que las concesiones están sujetas al cumplimiento de ciertos compromisos que, de no ser cumplidos, pueden causar la revocación de las mismas y la ejecución de eventuales garantías o avales otorgados afectando al retorno de las inversiones de GAS NATURAL, así como a sus beneficios futuros.

c) Los negocios de GAS NATURAL están sometidos a riesgos operativos inherentes al mercado que pueden causar interrupciones en su suministro.

Las actividades de GAS NATURAL están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución o activos de generación de electricidad. Existen acontecimientos impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros ante potenciales pérdidas de beneficio, determinadas circunstancias pueden generar pérdidas económicas. Destaca especialmente las actuaciones relacionadas con garantizar la continuidad de suministro. En estos casos GAS NATURAL accede al mercado spot donde adquiere el gas necesario; si bien, dichas adquisiciones pueden realizarse en unas condiciones más onerosas. El mercado spot es un mercado no organizado orientado a la compra-venta de gas físico de corto plazo (fundamentalmente gas natural licuado o GNL).

GAS NATURAL suscribe contratos para su aprovisionamiento de gas, y en consecuencia, la disponibilidad de gas depende del cumplimiento de tales contratos. Por ello, ante un eventual incumplimiento de los contratos de aprovisionamiento, GAS NATURAL debe buscar otras fuentes alternativas que, en su caso, podrían realizarse en condiciones más onerosas. Además, los resultados y situación financiera de GAS NATURAL podrían quedar afectados de un modo adverso, si los seguros contratados no cubren íntegramente todos los daños o perjuicios.

GAS NATURAL podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades, tales como averías en la red de distribución, explosiones de gas o daños provocados por los buques metaneros que transportan el gas natural. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que GAS NATURAL opera, en la medida en que las pólizas de seguros contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones.

d) Una subida de los precios del crudo y del gas natural puede afectar de un modo adverso y significativo a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL.

Una parte importante de los gastos operativos de GAS NATURAL están vinculados a la compra de gas natural y de gas natural licuado (GNL) para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. En este sentido, aunque los precios que GAS NATURAL aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no evolucionar de un modo proporcional al coste de la materia prima, especialmente en los mercados regulados. Los precios de las materias primas experimentan variaciones significativas, y por ello, no existe garantía alguna de que se mantenga en los niveles estimados. Durante los últimos años se han producido variaciones

significativas en el precio del crudo, lo que ha incrementado notablemente su precio y ha acentuado su volatilidad. La media anual del precio del barril Brent en diciembre 2006 era de 65,14 dólares, aumentando un 11,1% durante el 2007 para alcanzar un precio de 72,39 dólares. Los precios del gas natural también son sensibles a factores geopolíticos. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del crudo y del gas natural provocarían un incremento de los costes de generación eléctrica. Tales incrementos aumentarían los costes operativos pudiendo afectar de un modo adverso a los beneficios de GAS NATURAL.

e) GAS NATURAL podría verse obligado a comprar más gas del que necesita para el desarrollo de su actividad con arreglo a los contratos con cláusulas "take- or-pay".

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo. Con arreglo a dichos contratos, GAS NATURAL tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas. Esto es, a pesar de que GAS NATURAL no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida con arreglo a las cláusulas "take-or-pay". En cualquier caso, estos contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de GAS NATURAL. No obstante, en caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, GAS NATURAL estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que necesita o deberá adquirir cantidades adicionales de gas. Esto podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de GAS NATURAL.

f) Las actividades de GAS NATURAL están sometidas al cumplimiento de la normativa en materia de protección medioambiental. El incumplimiento de dicha normativa puede afectar de un modo adverso y significativo al negocio, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

GAS NATURAL y sus sociedades filiales están sometidas al cumplimiento de la normativa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros, GAS NATURAL debe tener en cuenta los siguientes riesgos:

- que los estudios de evaluación del impacto medioambiental no sean aprobados por las autoridades competentes;
- que la opinión pública se oponga a los proyectos propuestos por GAS NATURAL y de ello se derive un retraso o cancelación de los mismos; y
- el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades pueda sufrir modificaciones o cambios, lo que puede provocar un aumento de los costes o plazos; que afectaría de un modo adverso y significativo a las actividades o proyecciones de GAS NATURAL y sus filiales.

En los últimos años, se han intensificado los requisitos en materia de protección medioambiental en los distintos países en los que GAS NATURAL opera. Aunque GAS NATURAL ha realizado las inversiones necesarias para cumplir con la legislación aplicable, la modificación y aplicación de la misma puede suponer la exigencia de mayores inversiones para su cumplimiento, lo que puede afectar de un modo adverso a las actividades, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

Los cambios en la legislación en materia de protección medioambiental pueden aumentar el coste relativo a la puesta en funcionamiento de las plantas de ciclos combinados, así como afectar adversamente a los clientes industriales, que compren gas para sus negocios. El

aumento de las restricciones o cargas para los clientes del mercado industrial, puede provocar un descenso del consumo de gas, lo cual podría afectar de un modo adverso y significativo a las actividades y beneficios de GAS NATURAL.

Además, a partir del año 2002, se han transpuesto al ordenamiento jurídico español determinadas directivas comunitarias que pueden afectar a la actividad de GAS NATURAL, limitando la emisión de agentes contaminantes a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión. Con arreglo al nuevo Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, los derechos de emisión asignados a GAS NATURAL ascienden a 14 millones de toneladas de CO₂ para el período 2008-2012. Los derechos de emisión se negocian en un mercado organizado en funcionamiento desde el 1 de enero de 2005, encontrándose por tanto sujetos a fluctuaciones en el precio. La compra de dichos derechos constituye un coste para GAS NATURAL. Todo ello podría afectar de un modo adverso y significativo a las operaciones, beneficios y situación financiera de GAS NATURAL.

g) Los resultados y situación financiera de GAS NATURAL pueden quedar afectados de un modo adverso y significativo si no es capaz de gestionar los posibles riesgos derivados de los tipos de interés y tipos de cambio de divisa extranjera.

GAS NATURAL está expuesta, entre otros, a los riesgos ligados a los cambios de tipos de interés o de tipos de cambio de divisas. Por ello, GAS NATURAL lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados. Con fecha 31 de diciembre de 2007, una deuda neta de 1.132,5 millones de euros, que supone un 30,7% de la deuda neta total, era denominada en moneda diferente al euro, predominantemente en dólares estadounidenses. La deuda a tipo variable de GAS NATURAL está sujeta a la aplicación de los tipos de interés. GAS NATURAL tiene como política mantener, al menos, un 30% de su deuda a tipo de interés fijo. Este porcentaje podría aumentarse en el futuro dependiendo de cuáles sean las estimaciones de los tipos de interés para cada una de las diferentes jurisdicciones. A 31 de diciembre de 2007 la deuda a tipo fijo es del 45,5%.

Adicionalmente cabe destacar que GAS NATURAL paga la mayoría de las veces por la compra de gas y gas natural licuado (GNL) en dólares, y a su vez, sus costes y beneficios en Puerto Rico están referenciados en la misma moneda. Una apreciación del dólar contra el euro incidiría de un modo negativo en los costes de la Sociedad. A 31 de diciembre de 2007, aproximadamente un 20,0% de los beneficios de explotación que obtiene GAS NATURAL procedieron de sus compañías latinoamericanas, siendo generados en las respectivas monedas locales. Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, GAS NATURAL realiza, en la medida de lo posible, sus inversiones en Latinoamérica, Puerto Rico y gasoducto de Magreb en la moneda local, e igualmente intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares. En cualquier caso, cabe destacar que las estrategias de GAS NATURAL para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de los tipos de cambio, pueden resultar ineficaces, y que ello puede afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL.

h) La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras puede quedar afectada por factores que excedan del control de GAS NATURAL.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras de distribución y suministro de gas natural, la exploración, producción y venta de gas natural licuado (GNL), así como los proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad, pueden ser complejos y requerir amplios períodos de tiempo para su ejecución.

Con respecto a estos nuevos proyectos, no se puede garantizar que no existan:

- retrasos en la obtención de las autorizaciones, licencias o permisos necesarios, incluidos aquellos en materia de protección medioambiental;
- modificaciones en los precios de la maquinaria, materiales o mano de obra, así como la insuficiencia de los mismos;
- oposición al desarrollo de infraestructuras energéticas, incluyendo aquellas áreas sensibles desde el punto de vista medioambiental;
- oposición de determinados grupos políticos;
- cambios adversos en el marco legal y regulatorio en aquellos países en los que operan GAS NATURAL y sus filiales;
- expiración o resolución de los contratos vigentes sobre activos inmobiliarios;
- condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la construcción de la red de distribución de gas, de plantas o subestaciones de electricidad, así como supuestos de fuerza mayor (catástrofes, accidentes, etc.);
- incapacidad de obtener financiación con intereses satisfactorios para la Sociedad;
- competencia en el área de servicio; y
- cambios adversos en el precio del gas natural y del gas natural licuado.

Cualquiera de estos factores puede causar retrasos o cancelaciones en el inicio o ejecución de nuevos proyectos, pudiéndose producir un aumento de los costes inicialmente estimados. En caso de no poder completar un nuevo proyecto, los costes en los que se hubiese incurrido no serían recuperables, lo que disminuiría la rentabilidad del negocio. Adicionalmente, GAS NATURAL podría no alcanzar los objetivos proyectados en las áreas de exploración y producción.

i) Las condiciones meteorológicas pueden afectar de un modo adverso a la demanda de gas y electricidad, provocando un impacto negativo en los resultados e ingresos de GAS NATURAL.

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada a las condiciones meteorológicas. Normalmente en Europa y México se produce un aumento de la demanda durante los meses de invierno, desde octubre hasta marzo (o desde abril hasta septiembre en Argentina, y en menor medida en Brasil), y un descenso durante los meses desde abril hasta septiembre (o desde octubre hasta marzo en Argentina, y en menor medida en Brasil). Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de calor, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado. Los ingresos y resultados de GAS NATURAL derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían variar en el caso de que se produjesen veranos templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Todo ello afectaría de un modo adverso y significativo a los beneficios vinculados a la actividad de generación y distribución de electricidad de GAS NATURAL.

j) El desarrollo del negocio eléctrico de GAS NATURAL está sometido a distintos factores que están fuera del control de Gas Natural.

Los nuevos proyectos de GAS NATURAL en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de la Sociedad, entre los cuales, cabe mencionar:

- incrementos en el coste de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- una posible disminución de la tasa de crecimiento de consumo de electricidad debido a distintos factores, tales como condiciones económicas o la implementación de programas de ahorro de energía;
- riesgos inherentes a la operación y mantenimiento de las plantas de generación;
- impago por parte de los clientes de contratos de compra de electricidad;
- la creciente volatilidad de los precios causada por la liberalización del sector y por los cambios en el mercado;
- una situación de sobrecapacidad de generación en los mercados en los que GAS NATURAL es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- imposición de eventuales condiciones por parte de las autoridades regulatorias a medida que se vayan liberalizando los mercados donde GAS NATURAL actúa; y
- la aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.

k) Las sociedades filiales latinoamericanas de GAS NATURAL están expuestas a una serie de riesgos, incluyendo crisis económicas y riesgos políticos.

Una parte importante de los beneficios de GAS NATURAL son generados por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a los riesgos inherentes a la inversión en la región. En el ejercicio 2007, la aportación al EBITDA del negocio de GAS NATURAL en Latinoamérica representa aproximadamente un 18,7% y en el ejercicio 2006 fue del 20,2%. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- altos niveles de inflación;
- devaluación o depreciación de las divisas locales;
- controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- tipos de interés altos;
- cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;

- cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- tensiones sociales; e
- inestabilidad política y macroeconómica.

La mayoría de estos acontecimientos han ocurrido a lo largo de las dos últimas décadas en los mercados latinoamericanos más importantes, tales como Brasil, Colombia, México y Argentina.

Además los ingresos de las filiales latinoamericanas de GAS NATURAL, su valor de mercado y los dividendos recaudados por tales filiales están expuestos a los riesgos propios del país en que operan, lo que puede afectar negativamente a la demanda, el consumo y los tipos de cambio de divisas.

A título ilustrativo, las sociedades filiales argentinas vieron afectados sus resultados y situación financiera debido a la crisis económica e inestabilidad política de los últimos años. Ante dicha situación, las autoridades gubernamentales derogaron determinadas disposiciones de los contratos de concesión suscritos por las filiales de GAS NATURAL que permitían referenciar sus tarifas de distribución al dólar, recurriendo a determinados mecanismos de indexación y convirtiendo en pesos los precios de todos los contratos privados y del mercado spot de energía. Igualmente las tarifas de las actividades de transporte y distribución de gas se congelaron a valores de cierre 1999. Posteriormente, se suspendió legalmente el marco regulatorio aplicable a la actividad de transporte y distribución, convirtiendo en pesos las tarifas y suspendiéndose la actualización por inflación. Se estableció también que se procedería a renegociar con las empresas un nuevo marco legal del sector. En la actualidad GAS NATURAL ha alcanzado un acuerdo con el gobierno argentino, pendiente de aprobación parlamentaria, en el que se prevé la actualización de tarifas.

GAS NATURAL no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, incluida Argentina, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países latinoamericanos en que opera, incluida toda modificación de la legislación vigente o de cualquier otro marco regulador, a las filiales de GAS NATURAL o a sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

Los riesgos financieros se mencionan en las Notas 18 y 19 de la Memoria.

3. Información artículo 116 bis de la Ley de Mercado de Valores

De conformidad con lo establecido en el artículo 116 bis de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, introducido por la Ley 6/2007, de 12 de abril, a continuación se presenta la siguiente información:

- a) *La estructura del 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:*

Conforme a los artículos 5 y 6 de los Estatutos Sociales, el capital social de Gas Natural SDG, S.A. es de 447.776.028.- euros y se encuentra íntegramente suscrito y desembolsado. El capital social está integrado por 447.776.028 acciones, de un (1) euro de valor nominal cada una de ellas, representadas por medio de anotaciones en cuenta y pertenecientes a una misma clase.

Todas las acciones tienen los mismos derechos políticos y económicos.

Asimismo, conforme al artículo 33, primer párrafo, de los Estatutos Sociales, podrán asistir a la Junta General los accionistas que, de forma individualizada o agrupadamente con otros, sean titulares de 100 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a las que legalmente corresponda.

b) Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores:

No existen restricciones a la transmisibilidad de valores. Según el artículo 11 de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A. las acciones son transmisibles en la forma en que las disposiciones vigentes lo regulen. Todo ello sin perjuicio de la aplicación de determinadas normas, que se exponen a continuación.

Como entidad cotizada, la adquisición de participaciones significativas está sujeta a comunicación al emisor y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, conforme al artículo 53 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores, al artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y Circular 2/2007 de 19 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que prevén como primer umbral de notificación el 3% del capital o de los derechos de voto.

También, en cuanto a sociedad cotizada, la adquisición de un porcentaje igual o superior al 30% del capital o los derechos de voto de la Sociedad, determina la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición de Valores en los términos establecidos en el artículo 60 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores.

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

Las participaciones en el capital se mencionan en la Nota 13 de la Memoria.

d) Cualquier restricción al derecho de voto:

No existen restricciones al derecho de voto.

e) Pactos parasociales:

La Sociedad tiene conocimiento de que los accionistas de referencia "la Caixa" y Repsol YPF, S.A. han suscrito los siguientes pactos parasociales:

- Acuerdo de 11 de enero de 2000.
- Novación de 16 de mayo de 2002.
- Adenda de 16 de diciembre de 2002.
- Adenda de 20 de junio de 2003.

Todos ellos para mantener la paridad entre ambos accionistas en el seno del Consejo de Administración y de la Comisión Ejecutiva, estableciendo, asimismo, diversos principios de acción industrial.

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

f.1) El nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración viene regulado en los artículos 41 y 42 de los Estatutos Sociales y 11 a 15 del

Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones.

Consejo de Administración.

- La administración de la Sociedad se confía al Consejo de Administración, que se compondrá de diez Consejeros como mínimo y veinte como máximo, reelegibles indefinidamente.
- Corresponde a la Junta General la determinación de su número, así como el nombramiento y separación de Consejeros.
- El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible.
- Queda prohibido que ocupen cargos en la Sociedad y, en su caso, ejercerlos, a aquellas personas declaradas incompatibles en la medida y condiciones fijadas por la Ley 12/1995, de 11 de mayo, así como las que estén incursas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas u otras disposiciones legales (art. 41 Estatutos Sociales).

Nombramiento de Consejeros

- Los Consejeros serán designados 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.
- El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones. Las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la consideración de la Junta General y las decisiones de nombramiento que adopte dicho órgano en virtud de las facultades de cooptación que tiene legalmente atribuidas deberán estar precedidas del correspondiente informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Cuando el Consejo se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión habrá de motivar y dejar constancia en acta de las razones de su proceder.
- El perfil profesional y biográfico actualizado de todos los Consejeros se hará público en la página web de la Compañía, además de otros Consejos de Administración a los que pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, la indicación de la categoría de Consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de los Consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos, la fecha de su primer nombramiento como Consejero en la Sociedad, así como de los posteriores y las acciones de la Compañía y opciones sobre ellas, de las que sea titular (art. 11 Reglamento Consejo)

Duración y cooptación

- La duración del cargo de Consejero será de tres años. Al término del plazo para el que fueron designados, los Consejeros podrán ser reelegidos.
- A efectos de este artículo, se debe entender que el nombramiento caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado la siguiente Junta, o haya transcurrido el término legal para la celebración de la siguiente Junta General Ordinaria.

- Si durante el plazo para el que fueron nombrados los Administradores se produjesen vacantes, el Consejo podrá designar entre los accionistas las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General (art. 42 Estatutos Sociales).
- Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de tres años, pudiendo ser reelegidos. En ningún caso los Consejeros Externos Independientes permanecerán en su cargo como tales por un período superior a doce años. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General (art. 13 Reglamento Consejo).

Designación de Consejeros Externos Independientes

- No podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:
 - a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo GAS NATURAL, salvo que hubieran transcurrido 3 o 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
 - b) Perciban de la Sociedad, o del Grupo GAS NATURAL, 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 la Sociedad o de cualquier otra Sociedad del Grupo GAS NATURAL.
 - d) Sean Consejeros Ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de GAS NATURAL SDG, S.A. sea Consejero Externo.
 - e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL, 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 últimos 3 años, donaciones significativas de alguna de las sociedades del Grupo GAS NATURAL. No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado, de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos 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) de este apartado. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Dominicales en la sociedad participada.

- Los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representaban sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representar 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 (art. 12 Reglamento Consejo).

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 (art 14 Reglamento Consejo).

Cese de los Consejeros

- Los Consejeros cesarán en el cargo cuando 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 y el presente Reglamento.
- 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 los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como Consejero.
 - b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
 - c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
 - d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales (art. 15 Reglamento Consejo).

f.2) Por su parte en cuanto a la modificación de los Estatutos sociales, se establece en los artículos 24, 32 y 68 de los Estatutos Sociales y 2 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.

Junta General

- Los accionistas constituidos en Junta General, debidamente convocada, decidirán por mayoría en los asuntos propios de la competencia de la Junta.
- Todos los socios, incluso los disidentes y los que no hayan participado en la reunión, quedan sometidos a los acuerdos de la Junta General (art. 24 Estatutos Sociales).

Acuerdos especiales y mayorías. Constitución.

- Para que la Junta General, ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la disminución del capital, la transformación, fusión o escisión de la Sociedad y en general, cualquier modificación de los Estatutos sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.
- Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el párrafo anterior, sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta (art. 32 Estatutos Sociales).

Modificación de Estatutos

- La modificación de los Estatutos deberá ser acordada por la Junta General y exige la concurrencia de los requisitos siguientes:
 - Que el Consejo de Administración o, en su caso, los accionistas autores de la propuesta formulen un informe escrito, con la justificación de la misma.
 - Que se expresen en la convocatoria, con la debida claridad, los extremos cuya modificación se propone, así como el derecho que corresponde a todos los accionistas de examinar, en el domicilio social, el texto íntegro de la modificación propuesta y el informe sobre la misma y el de pedir la entrega o el envío gratuito de dichos documentos.
 - Que el acuerdo sea adoptado por la Junta General, de conformidad con lo dispuesto en estos Estatutos.
 - En todo caso, el acuerdo se hará constar en escritura pública, que se inscribirá en el Registro Mercantil y se publicará en el Boletín Oficial del mismo (art. 68 Estatutos Sociales).

Competencias de la Junta General de accionistas.

- La Junta General de Accionistas, como máximo órgano de decisión de la Sociedad, tiene facultades para la adopción de toda clase de acuerdos referentes a la Sociedad y, en particular, le corresponde: Acordar la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción de capital, la transformación, fusión, escisión o disolución de la Sociedad y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales (art. 2 Reglamento Junta General).

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

La Compañía ha otorgado en favor del Presidente del Consejo de Administración y del Consejero Delegado amplias facultades de representación y gestión, que les permiten atender los asuntos ordinarios de la Sociedad, exceptuando las indelegables que por Ley, Estatutos o Reglamentos corresponden a la Junta General, al Consejo de Administración o sus Comisiones.

Para la ejecución de determinados acuerdos que, por cuestiones diversas, requieren de un mandato específico, el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva han otorgado poderes especiales en favor del Presidente o del Consejero Delegado, que se agotan, en un solo acto, con su ejercicio.

En la Nota 13 de la memoria se describen las autorizaciones del Consejo de Administración, sobre emisión o recompra de acciones.

El Consejo de Administración no ha hecho uso de la facultad otorgada por la Junta General.

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:

La Sociedad no ha suscrito acuerdos significativos que entren en vigor, se modifiquen o concluyan en caso de cambio de control de la Sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición.

i) 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:

Los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección, se mencionan en la Nota 35 de la Memoria.

Adicionalmente a los acuerdos entre el Grupo y sus cargos de Administración y Dirección, existen acuerdos de indemnización con 12 empleados, cuyos importes están calculados en función de las condiciones salariales y profesionales de cada uno de ellos.

4. Medio ambiente y actividades de innovación tecnológica

La información relativa a Medio ambiente se incluye en la Nota 38 de la Memoria.

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la Sociedad durante 2007 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías

energéticas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del Grupo, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de alto valor estratégico y centrados en la mejora de la eficiencia y el respeto al medioambiente.

Las actividades se han desarrollado dentro de un plan coordinado de actuación con intervención de las distintas áreas y sociedades del Grupo.

5. Perspectivas de futuro

2007 ha confirmado las favorables perspectivas que se anunciaban a principios de año, con un crecimiento de doble dígito en sus principales magnitudes financieras.

2007 ha sido el año del lanzamiento del nuevo Plan Estratégico 2008 – 2012, que se presentó a la comunidad de accionistas e inversores el pasado 6 de noviembre.

La evolución de los negocios y de las magnitudes financieras del Grupo permiten avanzar el cumplimiento de los principales objetivos del Plan Estratégico 2004 – 2008, a saber: crecimiento medio acumulado del 16% del EBITDA hasta alcanzar 2.500 millones de euros en 2008; crecimiento medio acumulado del beneficio neto superior al 10%; *pay-out* del 52% - 55%; inversiones de 8.800 millones de euros en el periodo; y una potencia eléctrica instalada de 6.800 MW.

El nuevo Plan Estratégico 2008 – 2012 supone un nuevo reto del Grupo, apalancado sobre sus fortalezas competitivas, con el objetivo de convertirse en uno de los principales operadores gasistas del mundo. El Plan tiene cuatro pilares básicos:

- i) Consolidar su posición en sus mercados principales: España, Italia y Latinoamérica;
- ii) Integración vertical aguas arriba en la cadena gasista;
- iii) Exportar el modelo español de aguas abajo a otros países integrables en la cadena del gas natural / gas natural licuado; y
- iv) Foco continuo en la eficacia y la eficiencia.

Para ello, el Grupo se marca, en sus principales negocios, importantes objetivos de crecimiento:

- Una cartera de contratos de gas de 35 bcms;
- Ventas de gas fuera de España superior a 11 bcms;
- 16 millones de puntos de conexión en distribución en todo el mundo;
- Superar los 10 millones de contratos en España (energía y servicios); y
- 10.000 MW de potencia eléctrica instalada; y
- 70 millones de euros en ahorros de costes.

Alcanzar estos objetivos situaría a Gas Natural en una posición de liderazgo en sus principales líneas de negocio:

- 1) Líder mundial en distribución de gas.
- 2) 3ª *Utility* en la Península Ibérica.
- 3) Uno de los cuatro principales operadores mundiales de GNL.
- 4) Uno de los cuatro principales operadores de ciclos combinados.
- 5) Líder en eficiencia en la Península Ibérica y Latinoamérica.

Para alcanzar dichos objetivos el Grupo ha aprobado un Plan Inversor de 12.500 millones de euros que, además, le permitirían optimizar su estructura financiera. De acuerdo con los cálculos realizados, el ratio de apalancamiento al final del periodo se situaría en el 50%, lo que permitiría mantener al Grupo una sólida calidad crediticia en todo el periodo. El Plan de

inversiones incluye, además, desinversiones en activos, por un importe aproximado de 500 millones de euros.

En términos económicos, el objetivo del Grupo es un crecimiento medio acumulado del EBITDA superior al 10%, y un crecimiento medio acumulado del beneficio neto superior al 8%. Esto permitiría continuar aumentando la retribución vía dividendos a sus accionistas, para lo que se establece un ratio *pay-out* objetivo en el periodo del 55% - 60%.

Perspectivas 2008

2008 debería ser un año más de progresión tanto en resultados como en rentabilidad en línea con nuestro nuevo Plan Estratégico:

- La continuación en el ritmo de crecimiento del negocio de distribución de gas en España, Italia y Latinoamérica.
- Una mayor contribución del negocio eléctrico gracias a la incorporación de la nueva planta de ciclo combinado de Plana del Vent de 800 MW de potencia, la optimización de la cartera de comercialización y el aumento esperado en los precios de generación.
- La incorporación de los activos eléctricos adquiridos en México a finales del año pasado.
- En el negocio de comercialización mayorista y minorista de gas se espera un entorno de mayor competencia al final del ejercicio.

En conclusión, la evolución en estos últimos meses del sector energético mundial ha reforzado de hecho la lógica y potencial de crecimiento del sector gasista en general, y de GAS NATURAL en particular.

El objetivo último de la compañía es seguir desarrollándose como empresa líder del gas natural licuado en la zona del Atlántico y en la distribución de gas, así como continuar creciendo en el negocio eléctrico y en la convergencia gas – electricidad, en beneficio de sus accionistas y empleados, todo ello garantizando la seguridad de suministro.

6. Acciones propias

A 31 de diciembre de 2007 y 2006 ninguna de las sociedades de GAS NATURAL posee acciones propias.

7. Propuesta de aplicación de resultados

La información relativa a la propuesta de aplicación de resultados se incluye en la Nota 13 de la Memoria.

8. Acontecimientos posteriores al cierre

La información relativa a los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se incluye en la Nota 39 de la Memoria.



GRUPO GAS NATURAL

DILIGENCIA: Para hacer constar por el Vicesecretario del Consejo de Administración Don Felipe Cañellas Vilalta, que el Consejo de Administración en la sesión de 29 de febrero de 2008 ha formulado el Informe de Gestión Consolidado, constando en todas las hojas el sello de la sociedad y la firma del que suscribe a efectos de identificación, todo ello en 35 hojas números 1 a 35 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas números 36 y 37 que quedan incorporadas como anexo a las Cuentas Anuales de la sociedad.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Juan Maria Nin Génova
Consejero

D. Enrique Alcantara-García Irazoqui
Consejero

D. Francisco Reynés Massanet
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Fernando Ramírez Mazarredo
Consejero



Caixa d'Estalvis de Catalunya
Consejero
Representada por D. José M^a Loza Xuriach

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Santiago Cobo Cobo
Consejero

D. ~~Emiliano~~ López Achurra
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero

D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero

D. José Arcas Romeu
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Enrique Locutura Rupérez
Consejero

GAS NATURAL SDG, S.A.



Informe de auditoría,
Cuentas anuales al 31 de diciembre de 2007 e
Informe de gestión del ejercicio 2007

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES

A los Señores Accionistas de Gas Natural SDG, S.A.

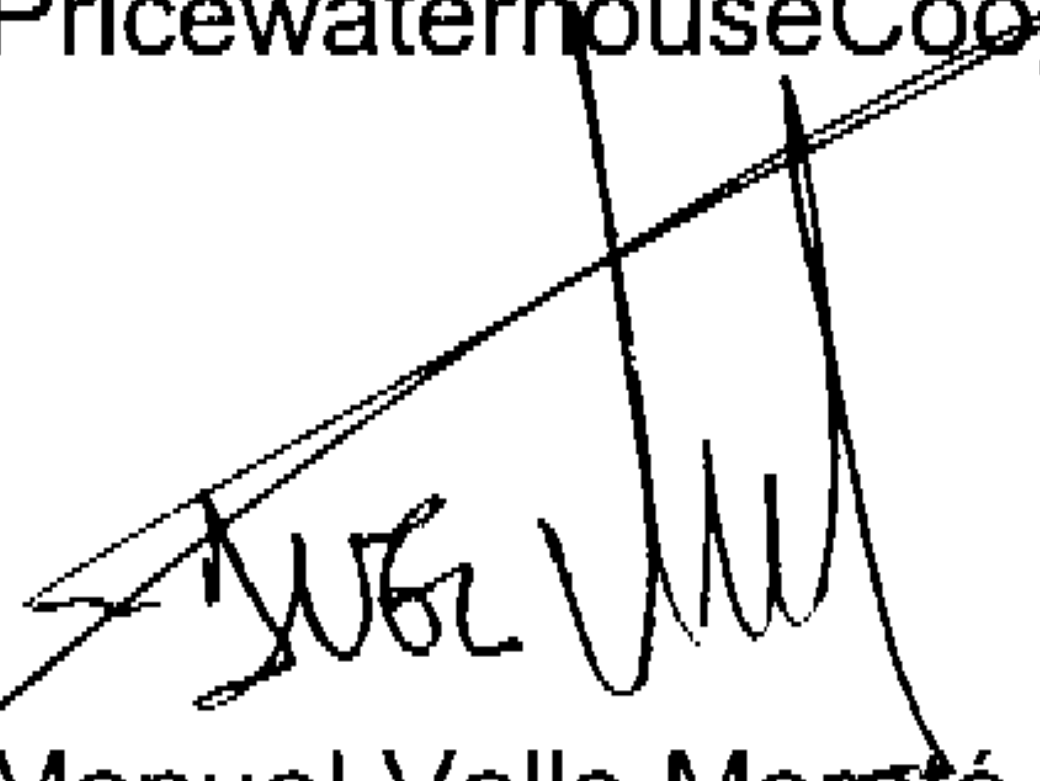
Hemos auditado las cuentas anuales de Gas Natural SDG, S.A. que comprenden el balance de situación al 31 de diciembre de 2007, la cuenta de pérdidas y ganancias y la memoria correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas, que requieren el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales y la evaluación de su presentación, de los principios contables aplicados y de las estimaciones realizadas.

De acuerdo con la legislación mercantil, los Administradores presentan, a efectos comparativos, con cada una de las partidas del balance, de la cuenta de pérdidas y ganancias y del cuadro de financiación, además de las cifras del ejercicio 2007, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales del ejercicio 2007. Con fecha 26 de febrero de 2007 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales del ejercicio 2006 en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales del ejercicio 2007 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de Gas Natural SDG, S.A. al 31 de diciembre de 2007 y de los resultados de sus operaciones y de los recursos obtenidos y aplicados durante el ejercicio anual terminado en dicha fecha y contienen la información necesaria y suficiente para su interpretación y comprensión adecuada, de conformidad con principios y normas contables generalmente aceptados que guardan uniformidad con los aplicados en el ejercicio anterior.

El informe de gestión adjunto del ejercicio 2007 contiene las explicaciones que los Administradores consideran oportunas sobre la situación de la Sociedad, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales del ejercicio 2007. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de la Sociedad.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.



Manuel Valls Morató
Socio – Auditor de Cuentas

7 de marzo de 2008



Gas Natural SDG, S.A.
Informe 2007

CUENTAS ANUALES

Balance
Cuenta de Pérdidas y Ganancias
Memoria

BALANCE DE GAS NATURAL SDG, S.A.

(en millones de euros)

ACTIVO	31.12.07	31.12.06
INMOVILIZADO	7.933	6.578
Inmovilizaciones inmateriales (Nota 5)	58	144
Gastos de investigación y desarrollo	33	27
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	58	144
Aplicaciones informáticas	6	6
Amortizaciones	(39)	(33)
Inmovilizaciones materiales (Nota 6)	1.982	1.735
Terrenos y construcciones	148	135
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.728	1.306
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12	12
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	302	426
Otro inmovilizado	31	36
Provisiones	(1)	(1)
Amortizaciones	(238)	(179)
Inmovilizaciones financieras (Nota 7)	5.893	4.699
Participaciones en empresas del grupo	2.624	2.624
Créditos a empresas del grupo	3.369	2.344
Participaciones en empresas asociadas	21	22
Créditos a empresas asociadas	--	3
Cartera de valores a largo plazo	43	72
Otros créditos	200	--
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	6	6
Provisiones	(370)	(372)
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 8)	1	1
Otros gastos a distribuir en varios ejercicios	1	1
ACTIVO CIRCULANTE	1.331	1.298
Existencias (Nota 9)	95	83
Materias primas y otros aprovisionamientos	3	--
Productos terminados	92	83
Deudores (Nota 10)	248	243
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	36	12
Empresas del grupo, deudores	143	172
Deudores varios	35	28
Administraciones públicas	36	33
Provisiones (Nota 17)	(2)	(2)
Inversiones financieras temporales (Nota 11)	975	960
Créditos a empresas del grupo	963	953
Otros créditos	12	7
Tesorería	1	2
Ajustes por periodificación	12	10
TOTAL GENERAL	9.265	7.877



BALANCE DE GAS NATURAL SDG S.A.

(en millones de euros)

PASIVO	31.12.07	31.12.06
FONDOS PROPIOS (Nota 12)	5.158	4.878
Capital suscrito	448	448
Reserva de revalorización	225	225
Reservas	3.932	3.628
Reserva legal	90	90
Reservas estatutarias	68	68
Otras reservas	3.774	3.470
Pérdidas y ganancias (beneficio o pérdida)	746	743
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(193)	(166)
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 13)	--	--
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS (Nota 14)	299	242
Otras provisiones	299	242
ACREEDORES A LARGO PLAZO	2.315	1.563
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	1.445	636
Deudas con empresas del grupo y asociadas	735	733
Otros acreedores	135	194
Otras deudas	14	14
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	2	2
Administraciones públicas a largo plazo (Nota 16)	119	178
ACREEDORES A CORTO PLAZO	1.461	1.082
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	352	123
Deudas con empresas del grupo y asociadas	446	456
Deudas con empresas del grupo (Nota 15)	446	456
Acreedores comerciales	307	252
Deudas por compras o prestaciones de servicios	307	252
Otras deudas no comerciales	356	251
Administraciones públicas	144	66
Otras deudas	206	179
Remuneraciones pendientes de pago	6	6
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS A CORTO PLAZO (Nota 14)	32	112
TOTAL GENERAL	9.265	7.877

Las Notas 1 a 23 incluidas en la Memoria forman parte integrante de estos balances de situación



CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE GAS NATURAL SDG, S.A.

(en millones de euros)

DEBE	2.007	2.006
Gastos		
Aprovisionamientos (Nota 17)	1.933	2.043
Consumo de mercaderías	4	24
Consumo de materias primas y otras materias consumibles	1.929	2.019
Gastos de personal (Nota 17)	103	100
Sueldos, salarios y asimilados	84	80
Cargas sociales	19	20
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	72	61
Variación de las provisiones de tráfico (Nota 17)	--	1
Otros gastos de explotación (Nota 17)	272	442
Servicios exteriores	234	325
Tributos	8	8
Otros gastos de gestión corriente	30	109
Beneficios de explotación	90	89
Gastos financieros y gastos asimilados	80	105
Por deudas con empresas del grupo	49	45
Por deudas con terceros y gastos asimilados	31	60
Variación de las provisiones de inversiones financieras	1	--
Diferencias negativas de cambio	2	3
Resultados financieros positivos	698	408
Beneficios de las actividades ordinarias	788	497
Variación de las provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	14	(5)
Resultados extraordinarios positivos (Nota 17)	(14)	294
Beneficios antes de impuestos	774	791
Impuesto sobre Sociedades (Nota 16)	28	48
Resultado del ejercicio (Beneficios)	746	743



CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE GAS NATURAL SDG, S.A. (en millones de euros)

HABER	2007	2006
Ingresos		
Importe neto de la cifra de negocios (Nota 17)	2.269	2.409
Ventas	2.265	2.405
Prestaciones de servicios	4	4
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	2	1
Otros ingresos de explotación (Nota 17)	199	326
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	199	326
Ingresos de participaciones en capital	534	383
En empresas del grupo	520	371
En empresas asociadas	7	6
En empresas fuera del grupo	7	6
Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	121	84
De empresas del grupo	116	84
De empresas fuera del grupo	5	--
Otros intereses e ingresos asimilados	124	45
De empresas del grupo	26	20
Otros intereses	10	17
Beneficios en inversiones financieras	88	8
Diferencias positivas de cambio	2	4
Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	--	289

Las Notas 1 a 23 incluidas en la Memoria forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias



MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES DE GAS NATURAL SDG, S.A. - DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007

Nota 1. Actividad

Gas Natural SDG, S.A. (en adelante GAS NATURAL) es una sociedad anónima constituida en 1843 y que tiene su domicilio social en Plaça del Gas, número 1 de Barcelona.

La Sociedad tiene por objeto social, de acuerdo con sus estatutos:

- a) El suministro, producción, conducción y distribución de cualquier tipo de gas combustible, así como las actividades de regasificación, licuefacción y almacenamiento de gases combustibles.
- b) Las diversas explotaciones industriales que tengan por objeto la obtención de materias primas, la fabricación de los aparatos y utensilios empleados por la Sociedad, y de todos aquellos que, vendidos o alquilados a los particulares, puedan fomentar el consumo del gas y las industrias que tengan por objeto obtener el mejor provecho posible de los productos secundarios.
- c) La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio del gas y de otras energías alternativas.
- d) La prestación de servicios de asesoramiento e ingeniería en todo tipo de proyectos relacionados con los recursos energéticos.
- e) La adquisición por cualquier título de acciones, participaciones sociales, obligaciones, bonos, derechos de preferente suscripción, créditos y cupones de cualquier sociedad o negocio y obtener y administrar los rendimientos propios de los mismos.

Como consecuencia de la operación de aportación de rama de actividad de distribución y transporte a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., de fecha 30 de septiembre de 2005, la actividad de GAS NATURAL se centra fundamentalmente en las participaciones en sociedades del Grupo, el desarrollo de actividades de generación de energía eléctrica y compra venta de gas, así como prestación de servicios a las empresas del Grupo.

Nota 2. Bases de presentación de las cuentas anuales

Las cuentas anuales adjuntas, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad, han sido obtenidas de los registros contables de la Sociedad y se presentan de acuerdo con lo establecido por el Texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas y por el Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1643/1990, de 20 de diciembre, de forma que muestran la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad. Estas cuentas anuales se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cifras contenidas en el balance, en la cuenta de pérdidas y ganancias y en esta memoria se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo GAS NATURAL del ejercicio 2007 han sido preparadas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Las principales magnitudes que se desprenden de las cuentas anuales consolidadas, que han sido objeto de auditoría, son las siguientes:

Activo total	15.420
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	6.070
Intereses minoritarios	357
Importe neto de la cifra de negocios	10.093
Beneficio después de impuestos atribuido a la Sociedad dominante	959

Nota 3. Propuesta de distribución de resultados

Con fecha 29 de febrero de 2008, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de abonar un dividendo total de 1,14 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2007.

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2007, que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación, es la siguiente:

Base de reparto:	
Pérdidas y ganancias	746
Distribución:	
A reserva voluntaria	235
A dividendo	511

El Consejo de Administración acordó el 30 de noviembre de 2007 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2007 de 0,43 euros brutos por acción, por importe total de 193 millones de euros, pagado a partir del 8 de enero de 2008.

La Sociedad contaba, a la fecha de aprobación del dividendo a cuenta, con la liquidez necesaria para proceder a su pago de acuerdo con los requisitos de los artículos 194.3 y 216 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas.

El estado contable provisional formulado por los Administradores a 31 de octubre de 2007 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	442
Previsión del pago a cuenta	193
Liquidez de tesorería	1
Líneas de crédito no dispuestas	1.017
Liquidez total	1.018

Nota 4. Normas de valoración

Las principales normas de valoración utilizadas por la Sociedad en la elaboración de sus cuentas anuales para el ejercicio de 2007, de acuerdo con las establecidas por el Plan General de Contabilidad, han sido las siguientes:

- a. Inmovilizaciones inmateriales. Los elementos incluidos en el inmovilizado inmaterial figuran valorados a su precio de adquisición o a su coste de producción. En su caso, se dotan las provisiones por depreciación que fueran necesarias para cubrir las posibles desvalorizaciones.

Las aplicaciones informáticas se amortizan linealmente en un período de cuatro años y los gastos de investigación y desarrollo se amortizan en un plazo máximo de un año desde su finalización.

Se registran como inmovilizado inmaterial los derechos de emisión que han sido adjudicados a la sociedad a través del Plan Nacional de Asignación, en virtud de lo dispuesto en 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, con abono a la cuenta de ingresos a distribuir en varios ejercicios. También figuran, en el inmovilizado inmaterial, los derechos de emisión comprados.

Estos derechos figuran valorados al valor de mercado de los mismos en el momento que fueron adjudicados a la sociedad o a su coste de adquisición y no se amortizan. Se dotan las provisiones necesarias con el fin de atribuirles el inferior valor de mercado que les corresponda al cierre de cada ejercicio, siempre que su valor contable no sea recuperable por la generación de ingresos suficientes para cubrir todos los costes y gastos de la producción de energía.

La imputación de los gastos y de los ingresos a la cuenta de pérdidas y ganancias se realiza a medida que se van emitiendo los gases de efecto invernadero.

- b. Inmovilizaciones materiales. Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción con excepción de la revalorización efectuada como consecuencia de la actualización de balances realizada en el ejercicio de 1996 y de la operación de fusión, de absorción y escisión parcial de las sociedades Catalana de Gas, S.A., Gas Madrid, S.A. y Repsol Butano, S.A., realizada en el ejercicio de 1991.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas cuyo período de construcción supera el año, hasta la preparación del activo para su uso.

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.

Los gastos de conservación y mantenimiento se cargan a la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se incurren.

Los importes relacionados con los trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado material corresponden al coste directo de producción.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir las posibles contingencias que pueda generar la inactividad del inmovilizado.



La Sociedad amortiza su inmovilizado material siguiendo el método lineal, distribuyendo el coste de los activos entre los años de vida útil estimada, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33 – 50
Instalaciones técnicas (centrales de generación por ciclos combinados)	25
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	8 – 20
Útiles y herramientas	3
Mobiliario y enseres	10
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6

- c. Valores negociables y otras inversiones financieras análogas. La Sociedad sigue los siguientes criterios en la contabilización de sus inversiones en valores negociables y otras inversiones financieras análogas:
- Títulos con cotización oficial (salvo las participaciones en el capital de sociedades del grupo, multigrupo o asociadas). Al menor, entre el coste de adquisición y el valor de mercado. Como valor de mercado se considera la cotización oficial media del último trimestre del ejercicio o la cotización al cierre, la que resulte inferior.
 - Participaciones en el capital de sociedades del grupo, multigrupo o asociadas. Al menor, entre el coste de adquisición y el valor teórico-contable de las participaciones, corregido en el importe de las plusvalías tácitas existentes en el momento de la adquisición y que subsistan en el de la valoración posterior.
 - Títulos sin cotización oficial. A coste de adquisición, minorado en su caso por las necesarias provisiones para depreciación por el exceso del coste sobre su valor razonable al cierre del ejercicio.
- d. Gastos a distribuir en varios ejercicios. Se registran como gastos a distribuir en varios ejercicios los pagos de gastos que devengan en ejercicios futuros, aplicándose a resultados en el período que corresponda.
- e. Existencias. Se valoran al precio promedio de las compras o al coste de producción. Cuando el valor de mercado es inferior al precio medio o al coste de producción, se valoran al precio de mercado.

Se dotan las provisiones por depreciación que sean precisas para cubrir la obsolescencia de los materiales, en función de las expectativas de realización de los mismos.

- f. Deudores y acreedores comerciales y no comerciales. Los débitos y créditos originados por las operaciones, ya sean o no consecuencia del tráfico normal del negocio, se registran por su valor nominal y se clasifican a corto o a largo plazo según sea su vencimiento inferior o superior a un ejercicio económico.

Los consumos del suministro de gas natural y electricidad entregado y no facturado se incluyen en el epígrafe clientes por ventas y prestación de servicios.

Se practican las correcciones valorativas que se estiman necesarias para provisionar el riesgo de insolvencia.

Las cuentas de crédito se muestran por el importe dispuesto.

- g. Ingresos a distribuir en varios ejercicios. Los derechos de emisión recibidos de forma gratuita se registran como ingreso a distribuir en varios ejercicios por su valor de mercado en el momento en que se reciben, imputándose a ingresos, en la medida en que se realizan las emisiones que están destinados a cubrir.
- h. Compromisos para pensiones y obligaciones similares. Los compromisos por pensiones y obligaciones similares se han materializado a través de la constitución de planes de pensiones del sistema de empleo y contratos de seguro.

Planes de pensiones del sistema de empleo:

Es un plan de aportación definida para la jubilación y de prestación asegurada externamente para los riesgos de fallecimiento e invalidez, que se encuentra acogido a la normativa vigente en materia de planes y fondos de pensiones, que cubre los compromisos adquiridos por la Sociedad con el personal activo afectado. Reconoce unos derechos económicos por servicios pasados desembolsados totalmente y se compromete a la aportación de un porcentaje medio del 5,03% del salario computable según el colectivo de procedencia. Las aportaciones anuales para cubrir los compromisos devengados por cuenta de la entidad respecto a los planes, son contabilizadas con cargo a la cuenta de pérdidas y ganancias de cada ejercicio.

Contratos de seguro:

El resto de los compromisos de pago futuros, contraídos por la Sociedad con determinados colectivos, en relación con el pago de complementos de pensiones de jubilación, fallecimiento e invalidez, de acuerdo con las prestaciones acordadas por la entidad han sido exteriorizados mediante la formalización de contratos de seguro de primas únicas conforme al Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre por el que se aprueba el Reglamento sobre la instrumentación de los compromisos por pensiones de las empresas.

- i. Provisión para reestructuración de plantilla. De acuerdo con la normativa laboral vigente, la Sociedad está obligada al pago de indemnizaciones a los empleados con los que, bajo determinadas condiciones, rescinda sus relaciones laborales. Los costes estimados se cargan a resultados en el ejercicio en el que se acuerda.
- j. Otras provisiones. Los compromisos de pagos futuros correspondientes a responsabilidades probables o ciertas se materializan con la constitución de las correspondientes provisiones para riesgos y gastos. Su dotación se efectúa cuando estas circunstancias se ponen de manifiesto y en función del importe estimado de los riesgos.

Los gastos relativos a la emisión de gases de efecto invernadero estimados han requerido dotar la correspondiente provisión para riesgos y gastos a corto plazo por la obligación de devolución de los correspondientes derechos de emisión. Las emisiones cubiertas por los derechos de emisión asignados se han valorado al mismo precio al que se ha registrado el ingreso a distribuir en varios ejercicios. El exceso de emisiones sobre los derechos asignados se valoran al coste de adquisición por los derechos comprados y al valor de mercado al cierre del ejercicio por los pendientes de compra.

- k. Impuesto sobre beneficios. El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se calcula en función del resultado económico antes de impuestos, aumentado o disminuido, según corresponda, por las diferencias permanentes con el resultado fiscal, entendiendo éste como la base imponible del citado impuesto y minorado por las bonificaciones y deducciones en la cuota.

La Sociedad tributa en Régimen de Declaración Consolidada desde el ejercicio 1993.

El impuesto diferido o anticipado que surge como resultado de diferencias temporales derivadas de la aplicación de criterios fiscales en el reconocimiento de ingresos y gastos, se refleja en el balance de situación hasta su reversión. Los impuestos anticipados sólo se registran si no existen dudas de su recuperabilidad.

- l. Ingresos y gastos. Los ingresos y gastos se imputan en función de la corriente real de bienes y servicios que representan y con independencia del momento en que se produce la corriente monetaria o financiera derivada de ellos. La cifra de ventas del ejercicio incluye la estimación de la energía suministrada que se encuentra pendiente de facturación.

Las ventas de electricidad, realizadas en base a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción eléctrica que cumplen con el mandato de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, se registran en base a los consumos reales.

De acuerdo con el principio de prudencia, la Sociedad únicamente contabiliza los beneficios realizados a la fecha del cierre del ejercicio, en tanto que las pérdidas previsibles, aun siendo eventuales, se contabilizan tan pronto como son conocidas.

- m. Transacciones en moneda extranjera. La conversión en euros de los créditos y débitos expresados en moneda extranjera se realiza aplicando el tipo de cambio vigente en el momento de efectuar la correspondiente operación, valorándose al cierre del ejercicio de acuerdo con el tipo de cambio vigente en ese momento.

Las diferencias de cambio que se producen como consecuencia de la valoración al cierre del ejercicio de los débitos y créditos en moneda extranjera, se clasifican en función del ejercicio en que vencen y de la moneda, agrupándose a estos efectos las monedas que, aun siendo distintas, gozan de convertibilidad oficial.

Las diferencias netas positivas de cada grupo se recogen en el pasivo del balance como ingresos a distribuir en varios ejercicios, salvo que para el grupo correspondiente se hayan imputado a resultados de ejercicios anteriores diferencias negativas de cambio, en cuyo caso se abonan a resultados del ejercicio las diferencias positivas hasta el límite de las diferencias negativas netas cargadas a resultados de ejercicios anteriores.

Las diferencias negativas de cada grupo se imputan a resultados.

Las diferencias positivas diferidas en ejercicios anteriores se imputan a resultados en el ejercicio en que vencen o se cancelan anticipadamente los correspondientes créditos y débitos o en la medida en que en cada grupo homogéneo se van reconociendo diferencias en cambio negativas por igual o superior importe.

- n. Operaciones con derivados financieros. Es política de la Sociedad utilizar estos instrumentos como operaciones de cobertura que tienen por objeto eliminar o reducir significativamente los riesgos operativos y financieros. En la Nota 21 se describen las operaciones abiertas a fecha de cierre y su contabilización.

- o. Medio ambiente. Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren. Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado, amortizándose linealmente de acuerdo con los años de vida útil.

Nota 5. Inmovilizaciones inmateriales

Las variaciones experimentadas por las partidas que componen el Inmovilizado inmaterial son las siguientes:

	Saldo al 1.1.07	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Saldo al 31.12.07
Coste:					
Gastos de investigación y desarrollo	27	6	--	--	33
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	21	4	(1)	2	26
Derechos de emisión	123	32	(123)	--	32
Aplicaciones informáticas	6	--	--	--	6
Suma	177	42	(124)	2	97
Provisión acumulada	--	(13)	13	--	--
Amortización acumulada:					
Gastos de investigación y desarrollo	(27)	(5)	--	--	(32)
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	--	(1)	--	--	(1)
Aplicaciones Informáticas	(6)	--	--	--	(6)
Suma	(33)	(19)	13	--	(39)
Saldo neto	144				58

Forman parte del Inmovilizado inmaterial los derechos de emisión asignados al ejercicio 2007, mediante el Plan Nacional de Asignaciones aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 21 de enero de 2005. También se incluyen los derechos adquiridos por la Sociedad para cubrir el déficit de derechos de emisión.

Nota 6. Inmovilizaciones materiales

Los importes y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el Inmovilizado material son las siguientes:

	Saldo al 1.1.07	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Saldo al 31.12.07
Coste:					
Terrenos y construcciones	135	13	--	--	148
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.306	48	--	374	1.728
Otras Instalaciones, utillaje y mobiliario	12	1	(1)	--	12
Otro inmovilizado	36	2	(7)	--	31
Anticipos e inmovilizaciones en curso	426	252	--	(376)	302
Suma	1.915	316	(8)	(2)	2.221
Provisión acumulada	(1)	--	--	--	(1)
Amortización acumulada:					
Construcciones	(33)	(4)	--	--	(37)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(115)	(59)	--	--	(174)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(6)	(1)	1	--	(6)
Otro inmovilizado	(25)	(2)	6	--	(21)
Suma	(180)	(66)	7	--	(239)
Saldo neto	1.735				1.982

En julio de 2007 se ha iniciado la operación comercial de la central de generación eléctrica por ciclos combinados de Plana del Vent (Tarragona).

En el epígrafe Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso se han incluido las inversiones realizadas en las centrales de generación eléctrica por ciclos combinados y que básicamente corresponden a los proyectos de Málaga y Puerto de Barcelona cuya puesta en marcha se estiman en los ejercicios 2009 y 2010 respectivamente.

El Inmovilizado material incluye la revalorización neta efectuada en el ejercicio de 1991 por la operación de fusión por 10 millones de euros en Terrenos y construcciones y la actualización de balances al amparo del Real Decreto 7/1996 por 6 millones de euros en Terrenos y construcciones. Dicha actualización tendrá un efecto de 0,1 millones de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2008.

Durante el ejercicio de 2007 se han adquirido elementos del inmovilizado a empresas del grupo y asociadas por un importe de 1 millón de euros.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de instalaciones técnicas en su período de construcción han ascendido a 14 millones de euros.

El Inmovilizado material incluye elementos en uso totalmente amortizados por importe de 27 millones de euros.

Es política de la Sociedad contratar todas las pólizas de seguros que se estimen necesarias para dar cobertura a los posibles riesgos que pudieran afectar a los elementos del inmovilizado material.

La Sociedad mantiene a 31 de diciembre de 2007 compromisos de inversión por 376 millones de euros, básicamente por la construcción de centrales de generación eléctrica por ciclos combinados.

Nota 7. Inmovilizaciones financieras

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen el Inmovilizado financiero son:

	Saldo al 1.1.07	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.07
Participaciones en empresas del grupo	2.624	12	(12)	2.624
Créditos a empresas del grupo	2.344	1.283	(258)	3.369
Participaciones en empresas asociadas	22	--	(1)	21
Créditos a empresas asociadas	3	--	(3)	--
Cartera de valores a largo plazo	72	5	(34)	43
Otros créditos	--	200	--	200
Depósitos y fianzas constituidos	6	--	--	6
Provisiones	(372)	(25)	27	(370)
	4.699	1.475	(281)	5.893

El movimiento de las cuentas Participaciones en empresas del grupo, asociadas y Cartera de valores a largo plazo, corresponde fundamentalmente a:

- Suscripción de 3.160.665 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.
- Adquisición de 450.000 acciones de Gas Natural Comercial SDG, S.L. a Gas Natural Servicios SDG, S.A.
- Aportación para la compensación de pérdidas de Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A., por importe de 1 millón de euros.
- Aportación para la compensación de pérdidas de Gas Natural Exploración, S.L., por importe de 5 millones de euros.
- Enajenación de 297.065 acciones de Naturgás Energía Grupo, S.A.
- Enajenación de 569.999 acciones de Portal Gas Natural, S.A. a Gas Natural Informática, S.A.

Los beneficios en inversiones financieras corresponden, básicamente, a la enajenación de la participación en Naturgás Energía Grupo, S.A.

El epígrafe correspondiente a la Cartera de Valores incluye la inversión en Enagás, S.A., cuya participación se sitúa en el 5%, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, la cual establece que ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de esta entidad en una proporción superior al 5% del capital social. De acuerdo con lo establecido en la Ley 12/2007, de 2 de julio, las personas físicas o jurídicas que realicen actividades en el sector gasista no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema, condición atribuida a Enagás, S.A., por encima del 1%.

Las acciones de Enagás, S.A. están admitidas a cotización en el mercado continuo y forman parte del Ibex 35. Al cierre del ejercicio 2007 la cotización se situó en 19,99 euros.

La variación de la cuenta de Provisiones corresponde fundamentalmente a los aumentos de las provisiones por depreciación de las sociedades Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Gas Natural Exploración, S.L. y Gas Natural Mexico, S.A. de C.V. y las disminuciones de las provisiones por depreciación de las sociedades Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. y Gas Natural Internacional SDG, S.A.

Los dividendos percibidos corresponden fundamentalmente a las siguientes Sociedades: Gas Natural Distribución SDG, S.A. el importe de 288 millones de euros; Sagane, S.A. el importe de 138 millones de euros; Gas Natural Comercializadora, S.A. el importe de 34 millones de euros; Gas Natural Castilla y León, S.A. el importe de 14 millones de euros; Desarrollo del Cable, S.A. el importe de 8 millones de euros; Gas Natural Transporte SDG, S.L. el importe de 7 millones de euros; Enagás, S.A. el importe de 6 millones de euros; Gas Natural Cegás, S.A. el importe de 6 millones de euros y Gas Navarra, S.A. el importe de 5 millones de euros.

El detalle de las participaciones directas relevantes es el siguiente:

Sociedad	Domicilio	Actividad	% de participación		Patrimonio neto		
			Valor neto contable	Total	Capital	Reservas	Resultados a cuenta
Participación empresas Grupo y Multigrupo							
Gas Natural Aprovevisionamientos SDG, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	18	100,0	1	18	96
Sagane, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	42	100,0	95	22	120
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	Madrid	Aprovisionamiento y transporte marítimo GNL	1	50,0	2	-	-
La Energía, S.A.	Barcelona	Cogeneración eléctrica	11	100,0	11	1	1
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Barcelona	Comercialización gas y electricidad	1	100,0	2	30	119
Ceg-Rio, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	9	22,3	17	17	13
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	33	18,9	75	76	(6)
Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.	Santiago Compostela	Distribución de gas	24	62,0	33	6	(21)
Gas Natural Andalucía, S.A.	Sevilla	Distribución de gas	27	100,0	12	41	-
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	Santander	Distribución de gas	6	90,4	3	28	4
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Valladolid	Distribución de gas	6	90,1	6	79	3
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	Toledo	Distribución de gas	25	95,0	27	17	18
Gas Natural Cegás, S.A.	Valencia	Distribución de gas	53	99,7	25	68	5
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Barcelona	Distribución de gas	1.101	100,0	101	1.034	8
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	Murcia	Distribución de gas	10	99,9	19	(6)	277
Gas Natural Rioja, S.A.	Logroño	Distribución de gas	3	87,5	3	9	(4)
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Sao Paulo	Distribución de gas	191	100,0	228	(40)	3
Gas Navarra, S.A.	Pamplona	Distribución de gas	16	90,0	4	27	7
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	Barcelona	Distribución energía eléctrica	1	99,9	1	-	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	Barcelona	Financiera	-	99,9	-	-	-
Gas Natural Finance B.V.	Amsterdam	Financiera	-	100,0	-	2	-
Gas Natural International, Ltd.	Dublín	Financiera	-	100,0	-	8	-
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	Madrid	Generación de electricidad	25	100,0	25	1	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Barcelona	Generación y comercialización electricidad	1	50,0	2	-	-
Gas Natural Soluciones, S.L.	Barcelona	Gestión Energética	22	100,0	33	(7)	(4)
Gas Natural Informática, S.A.	Barcelona	Informática	5	100,0	6	3	1
Gas Natural Exploración, S.L.	Barcelona	Investigación y exploración hidrocarburos	20	100,0	20	6	(1)
Gas Natural West Africa, S.L.	Barcelona	Investigación y exploración hidrocarburos	4	100,0	15	-	(11)
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Madrid	Investigación y exploración hidrocarburos	-	-	-	-	-
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Madrid	Investigación y exploración hidrocarburos	40	32,3	4	53	(2)
Sistemas de Administración y Servicios, S.A.	Madrid	Servicios	2	100,0	-	1	-
Gas Natural Comercial SDG, S.A.	México	Servicios	-	37,0	-	-	-
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Barcelona	Servicios	5	100,0	5	-	3
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Barcelona	Servicios y comercialización de gas y electricidad	1	100,0	3	3	4
Holding Gas Natural, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	374	100,0	350	20	24
Invergas Puerto Rico, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	-	-	-
La Propagadora del Gas, S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	1	100,0	5	(2)	(1)
Desarrollo del Cable, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	-	1	-
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Barcelona	Telecomunicación	21	100,0	21	21	-
Gas Natural México S.A. de C.V.	Barcelona	Transporte de gas	57	100,0	15	43	(6)
Participación empresas asociadas	México	Transporte y distribución de gas	101	36,8	330	(65)	-
Kromschroeder, S.A.	Barcelona	Contadores	4	42,5	1	10	-
Gas Aragón, S.A.	Zaragoza	Distribución de gas	3	35,0	6	26	(4)
Torre Marenostrum, S.L.	Barcelona	Inmobiliaria	9	45,0	5	16	-



Los Créditos a empresas del Grupo y empresas asociadas tienen su vencimiento en el ejercicio 2009 y han devengado un tipo de interés medio del 4,62%.

El epígrafe Otros créditos incluye inversiones financieras en depósitos a largo plazo, que tienen su vencimiento en el ejercicio 2009 y que han devengado un interés medio del 3,11 %.

Nota 8. Gastos a distribuir en varios ejercicios

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen los Gastos a distribuir en varios ejercicios son:

	Saldo al 1.1.07	Disminuciones	Saldo al 31.12.07
Gastos diferidos derivados de deuda financiera	1	--	1
	1	--	1

Nota 9. Existencias

En el epígrafe de Productos terminados se incluyen básicamente las existencias de gas depositadas en los almacenamientos subterráneos.

Nota 10. Deudores

El epígrafe Administraciones públicas incluye el impuesto sobre beneficios anticipado que asciende a 35 millones de euros.

Nota 11. Inversiones financieras temporales

El importe y las variaciones experimentadas durante el ejercicio por las partidas que componen las Inversiones financieras temporales son:

	Saldo al 1.1.07	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.07
Créditos a empresas del grupo	953	188	(178)	963
Otros créditos	7	5	--	12
	960	193	(178)	975

El epígrafe Créditos a empresas del Grupo corresponde básicamente al Impuesto sobre Sociedades a percibir de las sociedades del Grupo Consolidado Fiscal a la fecha de liquidación del impuesto por un importe de 100 millones de euros y a créditos a corto plazo que ascienden a 854 millones de euros.

La tasa media de rentabilidad de los créditos ha sido del 4,62% para el ejercicio 2007.

Nota 12. Fondos propios

El importe de las cuentas de fondos propios al 31 de diciembre de 2007 y su movimiento en el ejercicio son los siguientes:

	Saldo al 1.1.07	Distribución del resultado 2006	Resultado del ejercicio 2007	Saldo al 31.12.07
Capital suscrito	448	--	--	448
Reserva de revalorización	225	--	--	225
Reserva legal	90	--	--	90
Reserva estatutaria	68	--	--	68
Otras Reservas	3.470	304	--	3.774
Reserva voluntaria	3.469	304	--	3.773
Reserva de redenominación en euros	1	--	--	1
Beneficio del ejercicio	743	(743)	746	746
Dividendo a cuenta	(166)	166	(193)	(193)
	4.878	(273)	553	5.158

Capital social

El Capital suscrito está constituido por 447.776.028 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

El Consejo de Administración de la Sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 16 de mayo de 2007, de conformidad con el artículo 153, 1, b) de la Ley de Sociedades Anónimas, fue autorizado para aumentar el capital social como máximo en 223.888.014 euros dentro del plazo de 5 años, mediante desembolso dinerario y en una o varias veces sin necesidad de nueva autorización.

Por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de mayo de 2007, el Consejo de Administración fue autorizado para que en un plazo no superior a los dieciocho meses pudiera adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 5% del capital social, acciones de la Sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca se supere entre las acciones adquiridas por la Sociedad y las que tuvieran las sociedades dominadas, el expresado porcentaje. El precio mínimo y máximo de adquisición será el de cotización en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas con una oscilación en más o en menos de un 5%.

Asimismo, fue autorizado por acuerdo de la misma Junta General Ordinaria de Accionistas para que, dentro del plazo de 5 años, pudiera emitir títulos de renta fija no convertibles en acciones, representativos de una deuda, bonos, pagarés, obligaciones simples, hipotecarias o garantizadas hasta un total de 2.000 millones de euros.

La totalidad de las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35.

La cotización a 31 de diciembre de 2007 de las acciones de GAS NATURAL se situó en 40,02 euros.

Las participaciones directas e indirectas más relevantes en el capital social de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2007 son las siguientes:



	Participación en el capital social %
Grupo "la Caixa" (*)	33,06
Grupo Repsol YPF	30,85
Grupo Suez (*)	11,30
Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03

- (*) Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) es una compañía participada en un 51% por el Grupo Suez y en un 49% por el Grupo "la Caixa", HISUSA es titular del 5,03% de GAS NATURAL, porcentaje que se ha incluido en la participación del Grupo Suez. A efectos económicos, la participación del Grupo "la Caixa", teniendo en cuenta la titularidad de HISUSA, es de 35,53%.

Reserva de revalorización

La Reserva de revalorización puede destinarse a la eliminación de resultados contables negativos, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, 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 exceda 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.

Reserva estatutaria

En virtud de los Estatutos Sociales de GAS NATURAL, debe destinarse una cifra igual al 2% del beneficio neto del ejercicio a la reserva estatutaria hasta que ésta alcance, al menos, el 10% del capital social.

Reserva de redenominación en euros

De acuerdo a lo dispuesto en la Ley 46/1998 sobre introducción del euro, se constituyó una reserva indisponible relacionada con la redenominación a euros de las acciones que constituyen el capital social.

Dividendos

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 16 de mayo de 2007 aprobó un aumento del 17% en el dividendo y abonar un total de 0,98 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2006, de los que 0,37 euros ya fueron pagados el 9 de enero de 2007 y los 0,61 euros por acción restantes el pasado día 2 de julio de 2007.

El Consejo de Administración acordó el 30 de noviembre de 2007 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2007 de 0,43 euros brutos por acción por un importe de 193 millones de euros, pagado a partir del día 8 de enero de 2008.

Nota 13. Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Los movimientos en las cuentas incluidas en Ingresos a distribuir en varios ejercicios han sido los siguientes:

	Saldo al 1.1.07	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.07
Subvenciones de capital	--	32	(32)	--
	--	32	(32)	--

El epígrafe Subvenciones de capital corresponde al importe de los derechos de emisión recibidos y su disminución corresponde a la aplicación a resultados del ejercicio.

Nota 14. Provisiones para riesgos y gastos

El saldo de Otras provisiones a largo plazo a 31 de diciembre de 2007 corresponde a las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, así como también de litigios y arbitrajes en curso y otros compromisos. Su movimiento en el ejercicio es el siguiente:

Saldo al 1 de enero de 2007	242
Dotaciones con cargo a resultados	58
Aplicaciones por pagos	(1)
Saldo al 31 de diciembre de 2007	299

Los gastos relativos a la emisión de gases de efecto invernadero estimados han requerido dotar la correspondiente Provisión para Riesgos y Gastos a corto plazo (32 millones de euros) por la obligación de devolución de los correspondientes derechos de emisión.

Esta obligación se valora por los derechos recibidos gratuitamente al valor de mercado del momento en que se reciben, los comprados al valor de compra y los pendientes de compra al valor de mercado al cierre del ejercicio.

Nota 15. Deudas con entidades de crédito, empresas del Grupo y otras deudas

El detalle por vencimientos de las Deudas con entidades de crédito y empresas del Grupo es el siguiente:

Vencimiento	Deudas con entidades de crédito	Deudas con empresas del grupo
2008	352	446
Suma corto plazo	352	446
2009	397	210
2010	48	--
2011	600	--
Posteriores	400	525
Suma largo plazo	1.445	735
Total	1.797	1.181

Las Deudas con empresas del Grupo corresponden a la financiación obtenida del programa Euro Medium Term Notes por las sociedades emisoras Gas Natural Finance, B.V. y Gas Natural Capital Markets, S.A. en euros, a tipos de interés de mercado y con la garantía de Gas Natural SDG, S.A., otras deudas financieras y a deudas comerciales por 171 millones de euros.

En Deudas con entidades de crédito y en Deudas con empresas del Grupo se incluyen intereses devengados pendientes de vencimiento por 2 millones de euros y 31 millones de euros, respectivamente.

Las deudas a corto y largo plazo devengaron en el ejercicio un tipo de interés medio del 4,74% y 3,31%, respectivamente.

A la fecha de cierre del ejercicio, la Sociedad tenía créditos concedidos por entidades financieras no dispuestos por un importe de 887 millones de euros.

Se incluye en el epígrafe de Otras deudas a corto plazo el dividendo a cuenta del ejercicio por 193 millones de euros.

Nota 16. Situación fiscal

El Grupo Fiscal representado por Gas Natural SDG, S.A. como sociedad dominante, tributa desde el año 1993 en el Régimen de Consolidación Fiscal, regulado en el Capítulo VII del Título VII del Real Decreto Legislativo 2004, de 5 de marzo, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota.

En el ejercicio 2007 el Grupo Consolidado Fiscal lo constituyen además, las sociedades, Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A., Gas Natural Castilla y León, S.A., Gas Natural Informática, S.A., Gas Natural Cegas, S.A., Gas Natural Cantabria SDG, S.A., Gas Natural Murcia SDG, S.A., Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A., Gas Natural Andalucía, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Invergás Puerto Rico, S.A., Gas Natural Internacional SDG, S.A., La Energía, S.A., Holding Gas Natural, S.A., La Propagadora del gas, S.A., Sagane, S.A., Desarrollo del Cable, S.A., Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Rioja, S.A., Gas Navarra, S.A., Gas Natural Soluciones, S.L., Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L., Gas Natural Transporte SDG, S.L., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Corporación Eólica, S.L., Tratamiento Almazán, S.L., Gas Natural Exploración, S.L., Gas Natural Capital Markets, S.A., Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L., Electra de Abusejo, S.L., Gas Natural Comercial SDG, S.L., Gas Natural Eólica, S.A., Portal del Instalador, S.A., Desarrollo de Energías Renovables, S.A., Boreas Eólica, S.A., Boreas Eólica 2, S.A., Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A., Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A., Gas Natural Wind, S.L., Gas Natural Wind 2, S.L., Gas Natural Wind 3, S.L., Gas Natural Wind 4, S.L., Gas Natural Wind 5, S.L., Gas Natural Wind 6, S.L., Gas Natural Wind Canarias, S.L., Gas Natural Energy Canarias, S.L. y Gas Natural West Africa, S.L.

El Impuesto sobre Sociedades se calcula a partir del resultado económico o contable, obtenido por la aplicación de principios de contabilidad generalmente aceptados, que no necesariamente ha de coincidir con el resultado fiscal, entendido éste como la base imponible del impuesto.

La conciliación del resultado contable del ejercicio con la base imponible del Impuesto sobre Sociedades es como sigue:



	Total
Resultado contable del ejercicio antes de impuestos	774
Diferencias permanentes	(480)
Diferencias temporales:	19
Con origen en el ejercicio actual	38
Con origen en ejercicios anteriores	(19)
Base imponible	313

Las diferencias permanentes corresponden básicamente a la aplicación del Régimen de Declaración Consolidada por 494 millones de euros, consecuencia de los ajustes por dividendos devengados en el ejercicio y los ajustes por eliminación de provisiones por depreciación de sociedades del Grupo fiscal.

Se incluyen deducciones correspondientes a la deducción por reinversión por 12 millones de euros.

Al cierre del ejercicio se habían pagado 4 millones de euros a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto de Sociedades.

Las rentas acogidas a la deducción por reinversión, que básicamente proceden de ventas de participaciones de Enagás, S.A., y las inversiones en que se han materializado, han sido las siguientes:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2002	917	917
2003	39	39
2004	327	327
2005	432	432
2006	321	321
2007	122	122
Total	2.158	2.158

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad como por el resto de empresas del Grupo Fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

El importe y las variaciones del impuesto sobre beneficios anticipado y diferido son:

	Saldo al 1.1.07	Variación	Saldo al 31.12.07
Impuesto sobre Beneficios anticipado	30	5	35
Impuesto sobre Beneficios diferido	178	(59)	119

La variación del Impuesto sobre beneficios anticipado corresponde al diferente criterio contable y fiscal del reconocimiento de dotaciones por compromisos por pensiones y otras provisiones.

La disminución del Impuesto diferido reconocido como menor gasto por impuesto de sociedades, corresponde básicamente a la aplicación, como consecuencia de la Ley 12/2007 de 2 de julio, que modifica el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, del nuevo tipo de gravamen neto de deducciones por reinversión sobre transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de Ley de la normativa de defensa de la competencia, sujetas al régimen fiscal especial. Como consecuencia de esta modificación legislativa, las rentas positivas obtenidas en las ventas de participaciones en Enagás, S.A. se integrarán en el ejercicio en que se transmitan o se den de baja en el balance los bienes objeto de reinversión, aplicando en la cuota íntegra la deducción por reinversión aplicable en el período impositivo en el que se publicó la norma estableciendo la obligación de transmisión.

En fecha 4 de abril de 2006 se firmaron Actas de inspección correspondientes al Impuesto de Sociedades (períodos 1999 a 2002) del Grupo fiscal y del Impuesto sobre el Valor Añadido e Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (períodos 2001 y 2002) de Gas Natural SDG, S.A. Las actas fueron firmadas en conformidad, salvo en lo relativo al concepto Deducción por Actividades de Exportación, por un importe total de 189 millones de euros, que fueron firmadas en disconformidad, siendo recurridas por la sociedad ante las instancias oportunas.

GAS NATURAL estima que el resultado final de estas reclamaciones no llevará asociado un impacto significativo sobre las cuentas anuales de la Sociedad.

La sociedad tiene abiertos a inspección los ejercicios comprendidos entre los años 2003 a 2007, para todos los impuestos que le son de aplicación.

Nota 17. Ingresos y gastos

Importe neto de la cifra de negocios

La actividad se realiza básicamente en el mercado nacional, siendo su desglose el siguiente:

	2007
Ventas de gas natural	1.177
Ventas de energía eléctrica	1.080
Otras ventas	8
Otros servicios	4
	2.269

Aprovisionamientos

Incluye la compra de gas natural para la producción de energía eléctrica en las plantas de ciclo combinado realizada a la empresa del Grupo, Gas Natural Comercializadora, S.A. y otras compras de gas.

Personal

El número medio de empleados de la Sociedad durante el ejercicio, distribuido por categorías es el siguiente:

Dirección y personal técnico	723
Personal administrativo y comercial	188
Profesionales de oficio y personal auxiliar	11
	922

De acuerdo con lo establecido la Ley Orgánica 3/2007 de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de mujeres y hombres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, el número de empleados de la Sociedad al término del ejercicio 2007, distribuido por géneros es el siguiente:

	Hombres	Mujeres	Total
Dirección y personal técnico	448	288	736
Personal administrativo y comercial	40	148	188
Profesionales de oficio y personal auxiliar	11	--	11
	499	436	935

Otros gastos de explotación

La composición de este epígrafe corresponde básicamente a los costes de estructura, cuyos principales componentes son: reparaciones y conservación, costes informáticos, publicidad, servicios exteriores, arrendamientos y tributos.

Otros ingresos de explotación

Este apartado incluye 161 millones de euros de transacciones con empresas del grupo y asociadas.

Variación de las provisiones de tráfico

El desglose de la partida Variación de las provisiones de tráfico, junto con el saldo inicial y final de la provisión para insolvencias, es el siguiente:

Saldo inicial de la provisión	2
Dotación	--
Saldo final de la provisión	2

Resultados extraordinarios

Los Resultados extraordinarios positivos corresponden básicamente a la variación de las provisiones por el exceso del valor contable de los derechos de emisión sobre su valor recuperable y a la variación de las provisiones de la cartera de control.

Nota 18. Medio ambiente

Actuaciones medioambientales

En 2007 la Sociedad ha continuado realizando actuaciones encaminadas a la minimización del impacto ambiental, de acuerdo con el Sistema de Gestión Ambiental implantado, certificado por Applus según la norma EN-UNE ISO 14001: 2004, que se han materializado principalmente en la remodelación de sus instalaciones, renovación de su flota de vehículos con incorporación de nuevos modelos utilizando Gas Natural Vehicular, en la mejora de la gestión de los residuos derivados de sus actividades o en la ampliación de los equipos de medida de inmisiones contaminantes.

Siguiendo con su plan estratégico, la compañía ha efectuado diversos Estudios de Impacto Ambiental y ha llevado a cabo diferentes proyectos orientados a mejorar la eficiencia energética mediante la aplicación de tecnologías más sostenibles y novedosas. Entre estas iniciativas destacan la instalación de una pila de combustible en la nueva sede de GAS NATURAL en la Barceloneta, la construcción de un parque eólico experimental en Galicia, proyectos para la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado o el desarrollo de proyectos de producción de frío a partir de energía solar. En el ámbito residencial se han iniciado proyectos de instalación de sistemas AMM (Automatic Metering Management) para tele-lectura de contadores domésticos.

Adicionalmente, la compañía ha mantenido sus campañas de sensibilización ambiental.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2007 han alcanzado unas inversiones totales de 3 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas de 25 y 3 millones de euros, respectivamente.

Además, se han realizado actividades de patrocinio, formación y divulgación medioambiental.

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

La Sociedad no ha percibido ninguna subvención ni ingreso como consecuencia de actividades relacionadas con el medio ambiente.

Emisiones

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 21 de enero de 2005, la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2005-2007, resultando, finalmente para GAS NATURAL la siguiente asignación en miles de toneladas de CO₂, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.168	5.675

Los consumos de derechos de emisión durante el ejercicio 2007 ascienden a 5.754 miles de toneladas.

La Sociedad ha realizado las adquisiciones necesarias para cubrir el déficit de derechos de CO₂.

Con el objetivo de reducir el nivel de generación de emisiones de gases de efecto invernadero, la Compañía ha llevado a cabo evaluaciones de emisiones mediante estudios de campo y mantiene diversos proyectos integrados en el programa de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) para su implantación en Latinoamérica. A finales de 2007, el Grupo GAS NATURAL tenía en desarrollo 10 proyectos de MDL, en diferentes fases de ejecución. En esta misma línea, ha seguido realizando aportaciones en los diferentes fondos de carbono en los que participa.

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 14 de noviembre de 2007, la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012, resultando para el Grupo GAS NATURAL una asignación de 14,2 millones de toneladas de CO₂, según el siguiente detalle:

(mtCO ₂)	2008	2009	2010	2011	2012
Derechos de emisión asignados	2.884	2.829	2.829	2.829	2.829

Nota 19. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Comité de Dirección

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2007, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 5.812 miles de euros, comprendiéndose en estas cantidades tanto las atribuidas por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo, como las correspondientes, en su caso, a las relaciones de tipo laboral o responsabilidades directas que pudieran tener a distintos niveles ejecutivos.

El importe devengado durante el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoría y Control (CAyC), Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR) y Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC), ascendió a 4.092 miles de euros, según el siguiente detalle:

		Retribuciones (en miles de euros)					
	Cargo	Consejo	Comisión Ejecutiva	CAyC	CNyR	CElyC	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550	550	-	-	-	1.100
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	127	126	-	12	-	265
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	127	126	-	-	-	253
D. José Vilarasau Salat	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. José Luis Jové Vintó	Vocal	127	126	6	-	-	259
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena (2)	Vocal	69	-	-	-	-	69
D. Enrique Locutura Rupérez (3)	Vocal	58	-	-	-	-	58
D. Guzmán Solana Gómez (2)	Vocal	69	69	6	-	-	144
D. Demetrio Carceller Arce (3)	Vocal	58	57	-	-	-	115
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	127	-	12	-	-	139
Caixa d'Estalvis de Catalunya (1)	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	127	126	-	-	2	255
D. Emiliano López Achurra	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. Miguel Vallis Maseda	Vocal	127	-	12	12	-	151
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	127	-	-	-	-	127
D. José Arcas Romeu	Vocal	127	-	-	12	-	139
		2.582	1.432	36	36	6	4.092

(1) Representada por D. José María Loza Xuriach

(2) Baja en el cargo desde el 29.06.07

(3) Nombramiento en fecha 29.06.07

En la sesión de fecha 23 de febrero de 2007, el Consejo de Administración adoptó la supresión de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC). Las funciones de dicha Comisión han sido asumidas por la Comisión Ejecutiva.

Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el ejercicio, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar.

El importe de la remuneración por todos los conceptos devengados en el ejercicio 2007, correspondiente al Consejero Delegado como único miembro del Consejo de Administración durante el período que ha tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, asciende a 1.720 miles de euros. Este importe incluye las aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 312 miles de euros.

El contrato del Consejero Delegado contiene una cláusula que establece una indemnización por despido que triplica la compensación anual prevista para los supuestos de extinción de la relación laboral y una indemnización de un año de retribución por el pacto de no competencia post-contractual para un periodo de un año.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2007 por los miembros del Consejo de Administración de GAS NATURAL, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades participadas, asciende a 77 miles de euros.

Operaciones con Administradores

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, se incluyen a continuación las comunicaciones de los Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad al 31 de diciembre de 2007, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:



Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG	Número de acciones y porcentaje en:				
		Gas Natural	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola
D. Salvador Gabarró Serra Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. Vicepresidente de "la Caba" Consejero de Criteria CabaCorp, S.A.	Presidente	—	10 (0,000)	—	—	10.350 (0,001)
D. Antonio Brufau Niubó Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. Presidente de YPF, S.A.	Vicepresidente	32.306 (0,007)	—	205.621 (0,017)	—	—
D. Rafael Villaseca Marco Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A. Vicepresidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Consejero	1.000 (0,000)	356 (0,000)	646 (0,000)	859 (0,000)	2.544 (0,000)
D. José Vilarasau Salat	Vocal	90 (0,000)	—	—	—	—
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	—	—	—	—	—
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	—	—	—	—	—
D. Fernando Ramírez Mazarredo Director General Económico-Financiero Repsol YPF, S.A.	Vocal	200 (0,000)	—	200 (0,000)	—	—
D. Carlos Kínder Espinosa	Vocal	100 (0,000)	—	—	—	—
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui Caba d'Estalvis de Catalunya	Vocal	3.834 (0,001)	—	—	—	—
D. Emiliانو López Achurra	Vocal	13.550.000 (3,03)	—	19.868.984 (1,827)	—	—
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	—	—	—	—	—
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	2.000 (0,000)	—	—	—	—
D. José Arcas Romeu	Vocal	—	—	—	—	—
D. José Luis Jové Vintó	Vocal	415 (0,000)	—	—	—	5.228 (0,001)
D. Demetrio Carceller Arce	Vocal	100 (0,000)	—	—	—	3.497 (0,000)
D. Enrique Locutura Rupérez Director General GNL de Repsol YPF, S.A. Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Vocal	1.000 (0,000)	—	—	—	—
		4.134 (0,001)	—	3.719 (0,000)	—	—

En relación con el alcance de la información exigida por el artículo 127 ter, apartado 4, del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, se informa en 2007 tanto de la participación en el capital que ostenten los administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad, directa o indirectamente, como en sociedades que reúnan las mismas características, sean éstas del grupo, asociadas o carezcan de vinculación.

Los Administradores de la Sociedad no han llevado a cabo durante el ejercicio 2007, operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del Grupo.

Retribución al Comité de Dirección

La remuneración total pagada en el ejercicio 2007 al Comité de Dirección, excluyendo la del Consejero Delegado que se incluye en el apartado de retribuciones a los miembros del Consejo de Administración, ascendió a 4.885 miles de euros, que incluyen 4 miles de euros por la pertenencia a Consejos de Administración de otras sociedades participadas y 108 miles de euros por aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 5.035 miles de euros.

Los contratos suscritos con miembros del Comité de Dirección tienen cláusulas de indemnización que dan derecho a recibir por los beneficiarios, en el caso de extinción de la relación laboral por despido declarado improcedente, un importe que varía entre un mínimo de 1 y un máximo de 5 anualidades y una indemnización, por no competencia post-contractual para un período de dos años, acordada con cada uno de ellos en función

de su permanencia en la empresa. A 31 de diciembre de 2007 el número de beneficiarios ascendía a 8.

El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2007, asciende a 4.647 miles de euros.

Nota 20. Operaciones con personas vinculadas

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 37 de la ley 44/2002 de Medidas de Reforma del Sistema Financiero, a continuación se especifican las operaciones realizadas en el ejercicio 2007 entre GAS NATURAL y las personas físicas o jurídicas vinculadas a la misma.

Se entiende como personas vinculadas las siguientes:

- Los accionistas significativos de GAS NATURAL, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo de Administración.

Atendiendo a esta definición, las personas vinculadas a GAS NATURAL son el Grupo Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (Grupo "la Caixa"), el Grupo Repsol YPF, el Grupo Suez, Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) y Caixa d'Estalvis de Catalunya.

- Los administradores y directivos de la sociedad y sus respectivos familiares próximos. Se entiende por administradores los miembros del Consejo de Administración y por directivos los miembros del Comité de Dirección de GAS NATURAL. Las operaciones realizadas con los administradores y directivos, se detallan en la Nota 19.

Operaciones con Grupo "la Caixa"

- Préstamos. "la Caixa" es el banco mediador que coordina el contrato de préstamo sindicado, bajo la modalidad "Club Deal", en el que participa con 10 millones de euros.

Programas EMTN y ECP. "la Caixa" es uno de los ocho "dealers" del programa de GAS NATURAL de EMTN (Euro Medium Term Notes), así como uno de los cinco "dealers" en el programa ECP (Euro Comercial Paper).

Los intereses devengados ascienden a 2 millones de euros.

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 200 millones de euros en líneas de crédito de los que, a 31 de diciembre de 2007, se ha dispuesto de 69 millones de euros. Los intereses devengados son 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2007.
- Contratos de garantías. Las garantías establecidas ascendían a 1 millón de euros con un límite de 11 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

GAS NATURAL ejerce como contragarante en un préstamo que "la Caixa" tiene concedido a Gas Natural BAN. Los ingresos devengados obtenidos por esta contraprestación ascienden a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2007.

- Operaciones de cobertura. A 31 de diciembre de 2007 existían coberturas de tipo de cambio que ascendían a 1 millón de euros para pagos futuros en divisas y 300 millones de euros para pagos de intereses.
- Cuentas bancarias e inversiones financieras. A 31 de diciembre de 2007 las cuentas bancarias e inversiones financieras ascendían a 100 millones de euros. Los intereses devengados bajo esta partida a 31 de diciembre de 2007 ascendían a 6 millones de euros.
- Planes de pensiones y seguros del personal. Los importes pagados a 31 de diciembre de 2007 por la aportación a planes de pensiones y seguros relacionados con el personal ascienden a 2 millones de euros, habiéndose rescatado primas por 9 millones de euros.
- Otros servicios. El importe de comisiones y otros servicios prestados por "la Caixa" a 31 de diciembre de 2007 ascendió a 4 millones de euros.
- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 145 millones de euros.

Operaciones con Grupo Repsol YPF

- Compras y ventas. Las adquisiciones de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos ascendieron a 312 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

Las ventas de gas natural, gas natural licuado, electricidad y servicios diversos ascendieron a 5 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

- GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. gestionan conjuntamente los negocios de midstream a través de la sociedad participada a un 50% Repsol-Gas Natural LNG, S.L.

En noviembre de 2007 se ha incorporado a la flota existente un nuevo metanero, el Sestao-Knutsen, de 138.000 metros cúbicos de capacidad, a través de un contrato de time-charter suscrito por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL (50%).

- Acuerdo para la exploración y desarrollo conjunto de un proyecto integrado gasista en Angola.
- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 135 millones de euros.

Operaciones con Grupo Suez

- Compras y ventas. Las adquisiciones de gas natural, suministros, materiales y servicios diversos ascendieron a 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

Las ventas de gas natural y servicios diversos ascendieron a 161 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascendieron a 14 millones de euros.

Operaciones con Caixa d'Estalvis de Catalunya

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 30 millones de euros en líneas de crédito de los que, a 31 de diciembre de 2007, se ha dispuesto de 23 millones de euros.
- Contratos de garantías. Las garantías establecidas ascendían a 28 millones de euros, con un límite de 60 millones de euros a 31 de diciembre de 2007.
- Otros. El importe de los intereses devengados por cuentas bancarias a 31 de diciembre de 2007 ascendía a 2 millones de euros.
- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 13 millones de euros.

Operaciones con HISUSA

HISUSA es una compañía participada en un 51% por Suez y en un 49% por "la Caixa".

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2007 ascienden a 22 millones de euros.

Nota 21. Otra información

Regulación del sector de electricidad en España

La regulación del sector eléctrico en España tiene como marco de referencia la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En cuanto a la actividad de generación, se reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y se establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas. Basa la optimización económica del sistema de producción en la libre competencia de los agentes del mercado, dentro del marco de un mercado mayorista organizado de producción eléctrica.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica. La Ley 17/2007, de 4 de julio, ha sustituido el pago por garantía de potencia por un sistema de pagos por capacidad por servicios a medio y largo plazo. Adicionalmente, hasta el Decreto-Ley 7/2006 se reconocían el derecho de la generación a percibir unos ingresos para compensar los denominados Costes de Transición a la Competencia, existentes al cambiar el sector eléctrico al régimen de competencia.

Las instalaciones de generación en régimen especial recibieron nueva regulación a través del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que derogó el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Establece un nuevo régimen jurídico y económico para estas instalaciones, así como un régimen económico transitorio para determinadas instalaciones. También se aprobó el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración que transpone la Directiva Europea 2004/8/CE.

En cuanto a las actividades de transporte y distribución, se consideran como monopolios naturales, pero las redes son puestas a disposición de sujetos del sistema y consumidores a través del acceso de terceros a la red.

La retribución de las actividades reguladas del transporte y la distribución se establece en el Real Decreto 2819/1998 y contempla el reconocimiento de los costes de inversión de los titulares de las instalaciones en el período de vida útil y de los costes de operación y mantenimiento, además de una rentabilidad razonable de los recursos invertidos. La retribución del transporte es por instalación física, mientras que la retribución de la distribución se actualiza con el incremento de energía.

El marco económico del sector se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de la tarifa integral y tarifas de peaje. Puesto que cada uno de los agentes no recauda su retribución reconocida, se hace necesario un procedimiento de liquidaciones que reasigne los ingresos del sistema, siendo la Comisión Nacional de Energía (CNE) la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

En cuanto a la actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La metodología de tarifa resulta del Real Decreto 1432/2002, de 27 de Diciembre. Periódicamente se publica una Orden Ministerial estableciendo la tarifa eléctrica.

El Real Decreto Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introdujo varias medidas para mitigar el déficit del mercado eléctrico a tarifa mediante la implementación de un mecanismo donde la electricidad generada y vendida en el mercado regulado por las sociedades pertenecientes al mismo grupo, tendrán un precio fijado por el Gobierno al ser equiparados a contratos bilaterales. Este régimen se suprimió a partir del 1 de enero de 2008.

El Real Decreto Ley 3/2006, también estableció que el precio de la energía eléctrica que percibirán los integrantes del Mercado Mayorista de Electricidad se minorará en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente a cada uno de los productores de energía eléctrica. Esta norma se desarrolló para el año 2006 por la Orden ITC 3315/2007, de 5 de noviembre, que encargó a la CNE su aplicación. GAS NATURAL ha recurrido dicho desarrollo reglamentario y recurrirá la eventual resolución de la CNE. El resultado de la aplicación de esta nueva normativa no ha supuesto para GAS NATURAL el registro de importes significativos con respecto a las estimaciones realizadas.

El Real Decreto Ley 11/2007 ha extendido este régimen al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2008-2012 (PNA).

A lo largo de 2007 se celebraron subastas, tanto de emisiones primarias de energía a cargo de los generadores dominantes, como de adquisición de energía por las distribuidoras para cubrir la energía a tarifa, conforme a la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La Ley 17/2007 de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, ha establecido el siguiente calendario:

- Las tarifas integrales de alta tensión desaparecen el 1 de julio de 2008
- Desde el 1 de enero de 2009 desaparecerá el suministro a tarifa, que hasta ahora era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoce el derecho de los consumidores que no superan un determinado umbral de consumo a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso: a partir del 1 de enero de 2010 se limitarán a los consumos de baja tensión y a partir del 1 de enero de 2011 se limitarán a los consumidores domésticos y las pymes de menos de 50 kW.
- Se ordena la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador –conjunta para el gas y la electricidad-, que será responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Avales

El 31 de diciembre de 2007 la Sociedad ha otorgado avales a sociedades del grupo por importe de 1.397 millones de euros. Asimismo, ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 367 millones de euros por litigios en curso y otros conceptos.

La Sociedad estima que los pasivos no previstos al 31 de diciembre de 2007, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Derivados financieros y operaciones de cobertura

Los derivados financieros mantenidos por GAS NATURAL corresponden a operaciones de cobertura que tratan de reducir su exposición a determinados riesgos de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio de *commodities*.

La imputación a resultados de los beneficios o pérdidas que se ponen de manifiesto como consecuencia de estas operaciones se realiza con el mismo criterio de imputación temporal que los resultados producidos por la operación principal cuyo riesgo cubren.

Como instrumento de cobertura de ciertas transacciones denominadas en moneda extranjera, la Sociedad ha contratado seguros de cambio por un importe total de 1.000 millones de pesos mexicanos, 12,5 millones de reales brasileños y 0,6 millones de dólares estadounidenses con vencimiento en el ejercicio 2008.

La Sociedad tiene contratada a 31 de diciembre de 2007 una operación de permuta financiera de tipo de interés variable a fijo que cubre una deuda financiera de 600 millones de euros con vencimiento 2011.

Adicionalmente, la sociedad tiene contratadas operaciones sobre precios de electricidad, denominadas en euros, por importe de 204 millones de euros, con vencimiento 2008.



Operaciones con empresas del Grupo y asociadas

Los saldos y transacciones con empresas del Grupo y asociadas a 31 de diciembre de 2007 son los siguientes:

	2007
Cuentas de Activo	
Créditos a empresas grupo a largo plazo	3.369
Empresas del grupo, deudores	143
Créditos a empresas grupo a corto plazo	963
Total	4.475
Cuentas de Pasivo	
Deudas con empresas grupo a largo plazo	735
Deudas con empresas grupo a corto plazo	446
Total	1.181
Gastos	
Aprovisionamientos	443
Gastos financieros y gastos asimilados	49
Servicios Exteriores	39
Total	531
Ingresos	
Importe neto de la cifra de negocios	1.054
Ingresos de participaciones en capital	527
Otros ingresos de explotación	161
Otros ingresos financieros	142
Total	1.884

El epígrafe Créditos a empresas del Grupo a corto plazo, incluye el Impuesto de sociedades a percibir de las sociedades del Grupo Consolidado fiscal y a créditos a corto plazo.

Las Deudas con empresas del Grupo a largo plazo corresponden a la financiación obtenida del programa Euro Medium Term Notes por las sociedades emisoras Gas Natural Finance, B.V. y Gas Natural Capital Markets, S.A.

Las Deudas con empresas del Grupo a corto plazo incluyen 275 millones de euros correspondientes a créditos recibidos a corto plazo y 171 millones de euros por deudas comerciales.

El epígrafe Aprovisionamientos corresponde a las compras de gas realizadas para la producción de energía eléctrica.

El Importe neto de la cifra de negocios corresponde a las ventas de gas natural.

El epígrafe Otros ingresos de explotación incluye los ingresos por servicios prestados conforme a la naturaleza y magnitud de los mismos.

Los costes compartidos entre la Sociedad y las otras sociedades del Grupo son objeto de reparto e imputación de acuerdo con criterios basados en parámetros de actividad o generadores de coste.



Se realizan definiciones detalladas de los servicios a realizar y de las actividades o tareas incluidas en los mismos, determinando los indicadores de medida utilizados para calcular las imputaciones. Las operaciones entre empresas son objetivas, transparentes y no discriminatorias y se realizan siempre a precios de mercado.

Otros compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2007, la Sociedad es titular de diversos contratos de aprovisionamiento de gas natural, en base a los cuales, dispone de derechos de compra de gas para el período 2008-2030 por un total de 2.283.439 GWh. Todos los contratos incluyen cláusulas del tipo "take or pay".

Durante el ejercicio 2007, la Sociedad ha dispuesto en régimen de "time charter" de 9 buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado (GNL) con unas capacidades entre 25.000 m³ y 140.000 m³, que son gestionados por Repsol-Gas Natural LNG, S.L.

Existe un compromiso conjuntamente con Repsol YPF, S.A. para contratar un buque criogénico para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 138.000 m³, cuya entrega está prevista para el ejercicio 2009.

Existen compromisos de alquiler del edificio "Torre del Gas", propiedad de Torre Marenostum, S.L. sin opción de compra, por un período de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable a valor de mercado por períodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo por parte de GAS NATURAL y con carácter obligatorio para Torre Marenostum, S.L.

Honorarios de auditoría

Los honorarios devengados durante el ejercicio por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados a la Sociedad relacionados con la auditoría, ascendieron a 295 miles de euros.

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers consecuencia de otros servicios prestados a la Sociedad, ascendieron a 714 miles de euros.

Aspectos derivados de la transición a las nuevas normas contables

Con fecha 20 de noviembre de 2007 se publicó el RD 1514/2007, por el que se aprobó el nuevo Plan General de Contabilidad (PGC), que entró en vigor el día 1 de enero de 2008 y es de obligatoria aplicación para los ejercicios iniciados a partir de dicha fecha.

El mencionado Real Decreto establece que las primeras cuentas anuales que se elaboren conforme a los criterios contenidos en el mismo se considerarán cuentas anuales iniciales, y por lo tanto no se recogerán cifras comparativas del ejercicio anterior, si bien se permite presentar información comparativa del ejercicio precedente siempre que la misma se adapte al nuevo PGC.

La Sociedad está llevando a cabo un plan de transición para su adaptación a la nueva normativa contable que incluye, entre otros aspectos, el análisis de las diferencias de criterios y normas contables, la determinación de la fecha del balance de apertura, la selección de los criterios y normas contables a aplicar en la transición, y la evaluación de las necesarias modificaciones en los procedimientos y sistemas de información.



Nota 22. Acontecimientos posteriores al cierre

Con fecha 25 de enero de 2008 el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó el nombramiento de D. Juan María Nin Génova y D. Francisco Reynés Massanet como consejeros dominicales, a propuesta de Critería CaixaCorp, S.A., en sustitución de D. José Vilarasau Salat y de D. José Luis Jové Vintró.

Asimismo, D. Francisco Reynés Massanet es miembro de la Comisión Ejecutiva y de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 26/2003 de 17 de julio, a continuación se incluyen las comunicaciones de los nuevos Administradores en relación con las participaciones que tienen en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad que la Sociedad, así como los cargos o las funciones que en ellas ejercen:

Administradores y cargo en otras Sociedades con análoga o complementaria actividad	Cargo en Gas Natural SDG	Número de acciones y porcentaje en:	
		Gas Natural	
D. Juan María Nin Génova Consejero de Critería CaixaCorp, S.A. Consejero de Repsol YPF, S.A.	Consejero	144	(0,000)
D. Francisco Reynés Massanet Director General de Critería CaixaCorp, S.A.	Consejero	24	(0,000)

Nota 23. Cuadro de financiación

El cuadro de financiación es el siguiente:

CUADRO DE FINANCIACIÓN DEL EJERCICIO
(En millones de euros)

Aplicaciones	2007	2006	Orígenes	2007	2006
Adquisición de inmovilizado:	1.858	834	Recursos procedentes de las operaciones	703	417
Inmovilizaciones inmateriales	42	125	Ingresos y gastos a distribuir en varios ejercicios	32	96
Inmovilizaciones materiales	316	278	Deudas a largo plazo:	814	209
Inmovilizaciones financieras	1.500	431	De empresas del grupo	5	205
Dividendos del ejercicio anterior	439	376	De entidades de crédito	809	—
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo:	3	561	De otras empresas	—	4
De empresas del grupo y asociadas	—	128	Enajenación de inmovilizado:	247	345
De entidades de crédito	3	433	Inmovilizaciones inmateriales	111	18
Provisiones para riesgos y gastos	1	11	Inmovilizaciones materiales	1	3
			Inmovilizaciones financieras	135	324
			Cancelación anticipada o traspaso a corto plazo de inmovilizaciones financieras:	261	360
			Empresas del grupo	261	359
			Otros	—	1
Total aplicaciones	2.301	1.782	Total orígenes	2.057	1.427
Exceso de orígenes sobre aplicaciones (aumento de capital circulante)	—	—	Exceso de aplicaciones sobre orígenes (disminución del capital circulante)	244	358

Variación del capital circulante	2007		2006	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Existencias	12	--	--	75
Deudores	--	--	--	156
Acreedores	--	272	--	276
Inversiones financieras temporales	15	--	150	--
Tesorería	--	1	--	--
Ajustes por periodificación	2	--	2	--
Total	29	273	152	507
Variación del capital circulante	--	244	--	355

La conciliación del resultado contable del ejercicio con los recursos procedentes de las operaciones es la siguiente:

	2007	2006
Resultado del ejercicio	746	743
Aumento del resultado:		
- Dotación a las amortizaciones	72	61
- Dotación a la provisión para riesgos y gastos	58	4
- Dotación a la provisión de inmovilizado inmaterial	13	--
Disminución del resultado:		
- Aplicación provisiones para riesgos y gastos	--	(36)
- Beneficios en enajenación del inmovilizado material	--	(1)
- Aplicación neta provisiones de inmovilizado financiero	(2)	13
- Beneficios en enajenación del inmovilizado financiero	(88)	(296)
- Ingresos y gastos diferidos	(96)	(71)
TOTAL	703	417



GAS NATURAL SDG, S.A.

DILIGENCIA: Para hacer constar por el Vicesecretario del Consejo de Administración Don Felipe Cañellas Vilalta, que el Consejo de Administración en la sesión de 29 de febrero de 2008 ha formulado las Cuentas Anuales que comprenden el Balance, la Cuenta de Pérdidas y Ganancias y la Memoria, constando en todas las hojas el sello de la sociedad y la firma del que suscribe a efectos de identificación, todo ello en 37 hojas números 1 a 37 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas números 38 y 39 que quedan incorporadas como anexo a las Cuentas Anuales de la sociedad.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

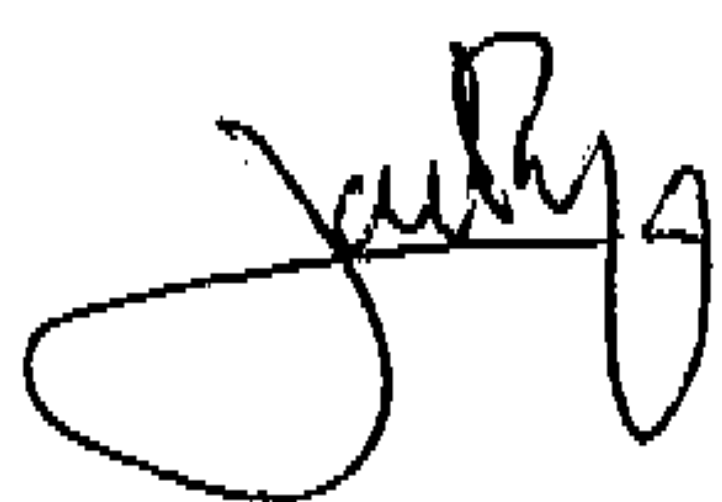
D. Juan Maria Nin Génova
Consejero

D. Enrique Alcántara-García Irazoqui
Consejero

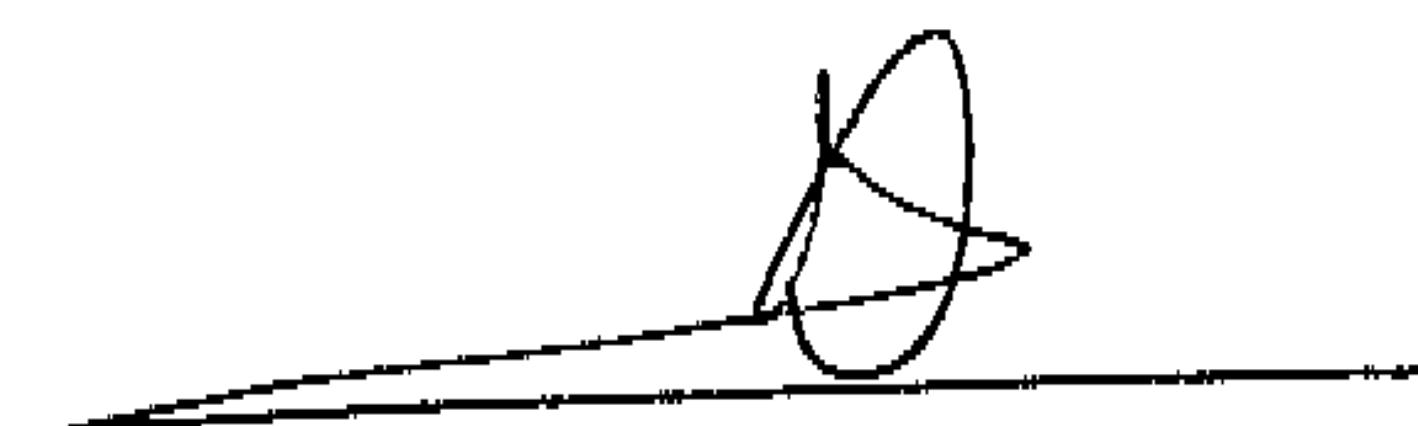
D. Francisco Reynés Massanet
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

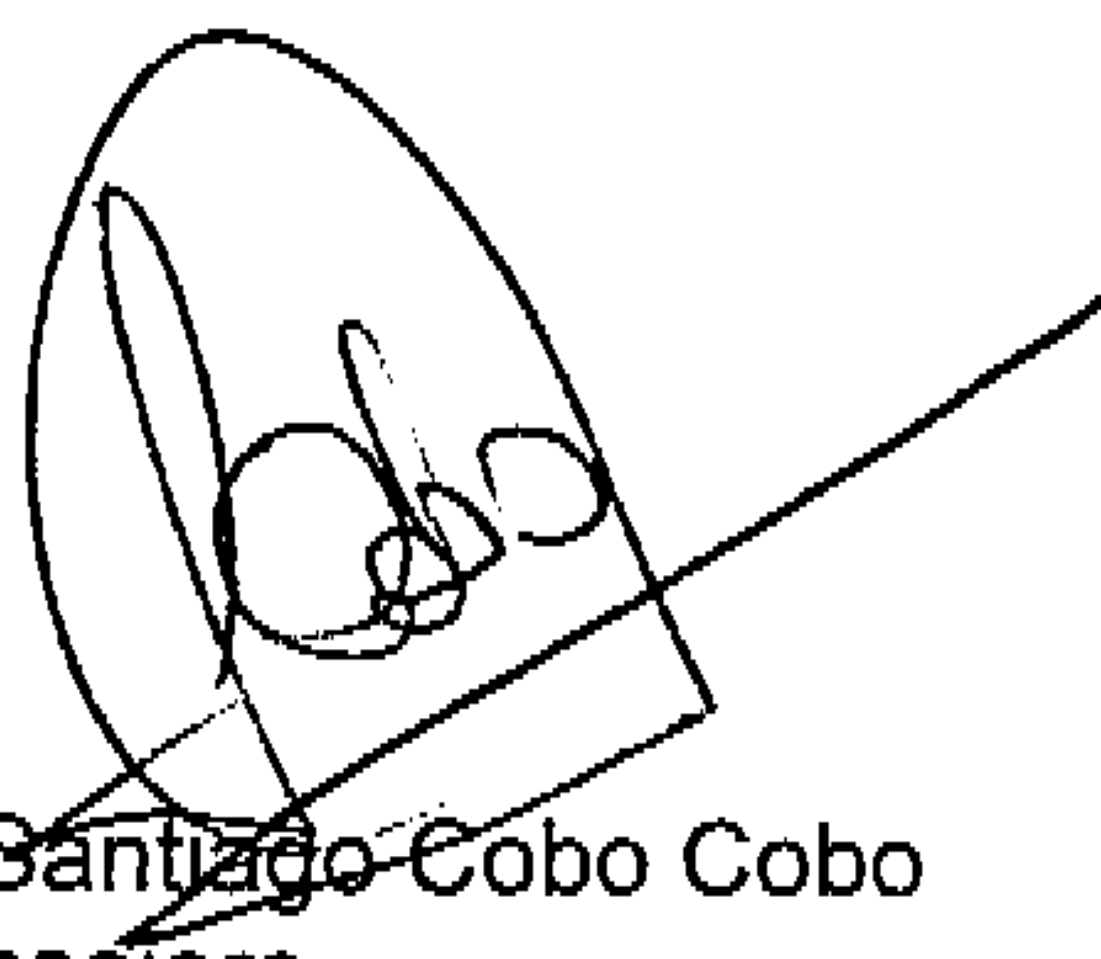
D. Fernando Ramírez Mazarredo
Consejero



Caixa d'Estalvis de Catalunya
Consejero
Representada por D. José Mª Loza Xuriach



D. Carlos Losada Marrodán
Consejero



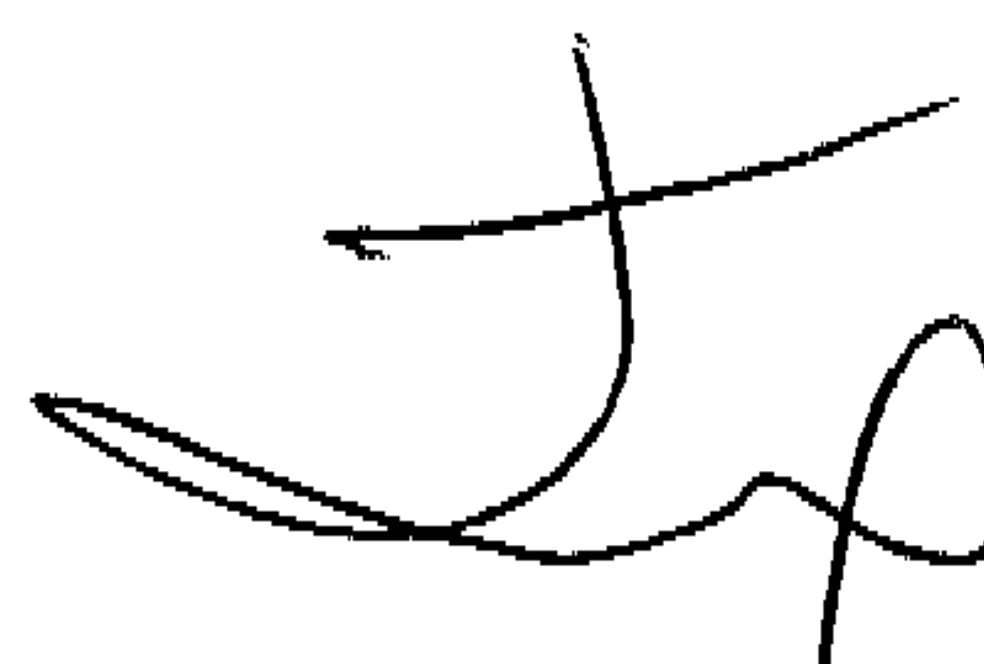
D. Santiago Cobo Cobo
Consejero



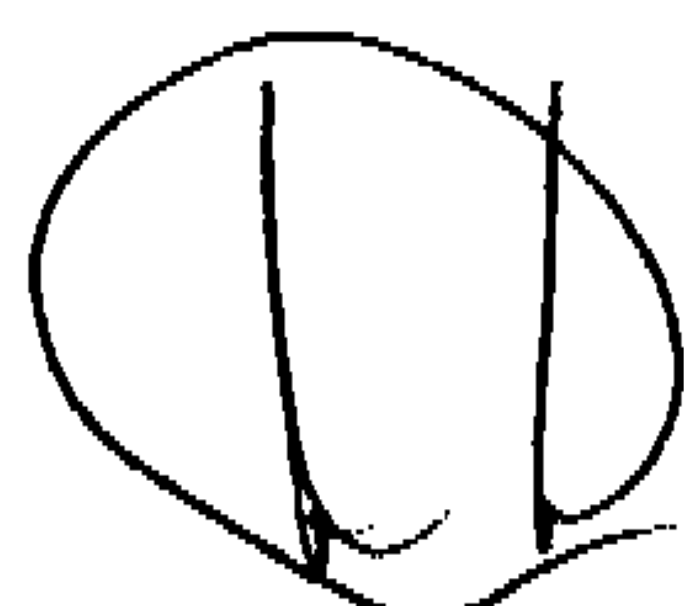
D. Emiliano López Achurra
Consejero



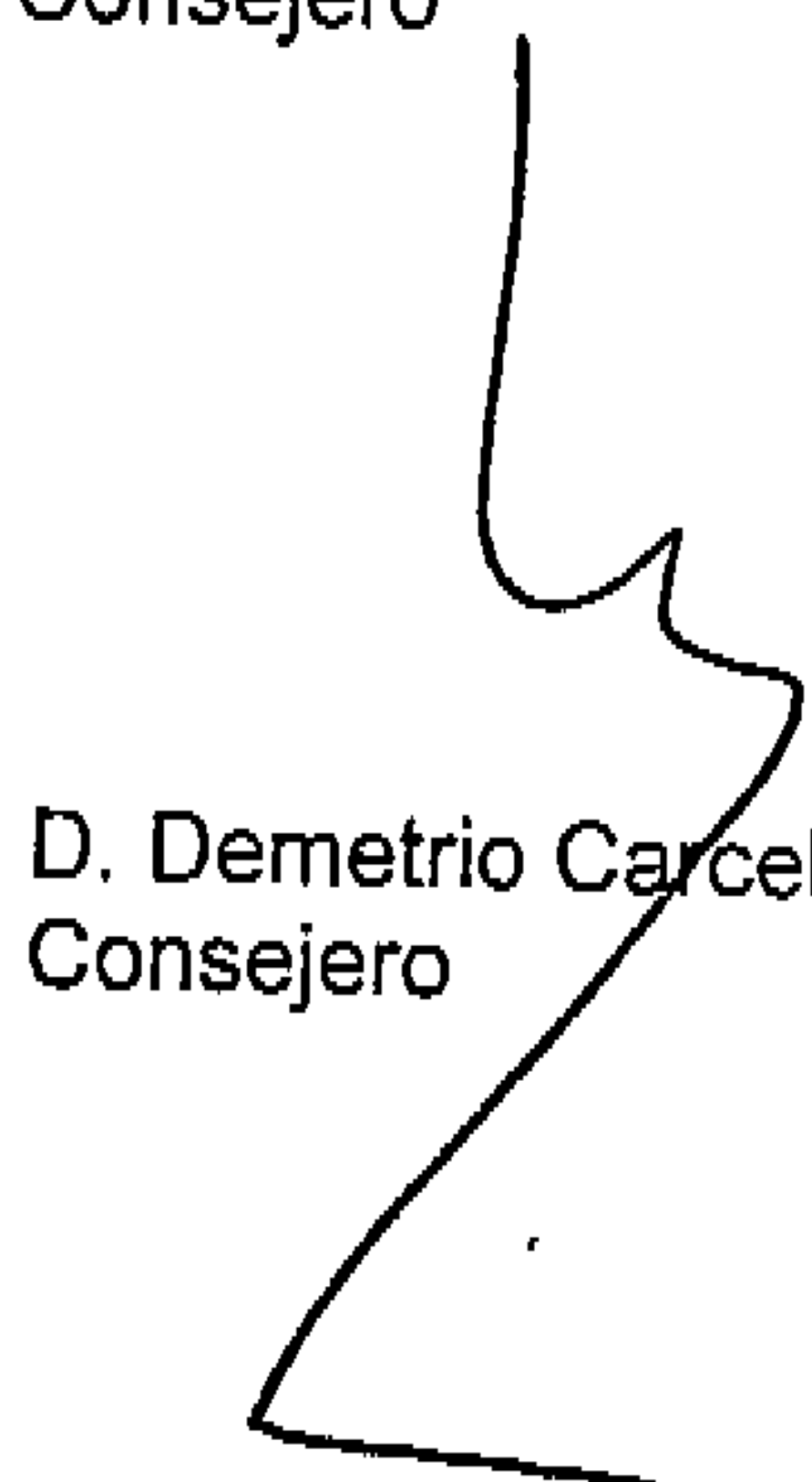
D. Miguel Valls Maseda
Consejero



D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero



D. José Arcas Romeu
Consejero



D. Demetrio Carceller Arce
Consejero



D. Enrique Locutura Rupérez
Consejero



Gas Natural SDG, S.A.
Ejercicio 2007

INFORME DE GESTIÓN

INFORME DE GESTIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A.



Evolución de la Sociedad en 2007

El beneficio neto se sitúa en 746 millones de euros con un incremento del 0,4% respecto al ejercicio anterior

El importe neto de la cifra de negocios es de 2.269 millones de euros. El 52% de la cifra de negocios corresponde a ventas de gas natural, el 47% a venta de electricidad y el 1% restante a ventas de materiales y otros servicios.

Los recursos procedentes de las operaciones se sitúan en 703 millones de euros. Estos recursos han financiado el plan de inversiones materiales de 316 millones de euros destinados a la construcción de plantas de ciclo combinado.

La totalidad de las acciones de la Sociedad están admitidas a cotización en las cuatro Bolsas Oficiales españolas y cotizan en el mercado continuo formando parte del IBEX35.

La cotización a 31 de diciembre de 2007 de las acciones de GAS NATURAL se situó en 40,02 euros.

Gestión del riesgo

GAS NATURAL cuenta con una serie de normas, procedimientos y sistemas orientados a la identificación, medición y gestión de las diferentes categorías de riesgo que definen los siguientes principios básicos de actuación:

- Garantizar que los riesgos más relevantes sean correctamente identificados, evaluados y gestionados.
- Segregación a nivel operativo de las funciones de gestión del riesgo.
- Asegurar que el nivel de exposición al riesgo asumido por GAS NATURAL en el desarrollo de sus negocios sea congruente con el perfil global de riesgo objetivo y con la consecución de sus objetivos anuales y estratégicos.
- Enfoque integrado de la gestión rentabilidad-riesgo.
- Asegurar la adecuada determinación y revisión del perfil de riesgo por parte del Comité de Riesgos, proponiendo límites globales por categoría de riesgo, y su asignación entre Unidades de Negocio.

1) Riesgo de tipo de interés

GAS NATURAL lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de riesgos de tipo de interés, con el objeto de minimizar su impacto negativo en resultados.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener el equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos.

GAS NATURAL utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés.

2) Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos en tipos de cambio de divisas corresponden principalmente a:

- Compromisos por compras de gas denominadas en dólares USA o indexadas a los mismos.
- Deuda denominada en monedas distintas a la moneda local o funcional.
- Operaciones e inversiones en monedas que no sean el euro, por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado y resultados.

Para mitigar estos riesgos GAS NATURAL financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en moneda local. Asimismo intenta hacer coincidir, siempre que sea posible, los costes e ingresos referenciados en dólares, así como los importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

Para las posiciones abiertas, los riesgos con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional, son gestionados mediante la contratación de permutas financieras y seguros de cambio dentro de los límites aprobados de instrumentos de cobertura.

3) Riesgo de precio de *commodity*

GAS NATURAL se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio de *commodity*, puesto que una parte importante de sus gastos operativos están vinculados a la compra de gas. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. Especialmente destacable es el efecto que tiene la estacionalidad de la demanda en las puntas de consumo invernal, suponiendo la necesidad de adquisición de gas adicional para garantizar la continuidad del suministro con compras spot a unos niveles de precio superiores a los de los contratos de aprovisionamiento de largo plazo. Adicionalmente, como consecuencia de la significativa presencia en el negocio de generación de electricidad, GAS NATURAL se encuentra expuesta al precio de venta de electricidad.

La exposición a este riesgo se gestiona y mitiga a través del seguimiento de la posición respecto a dichos *commodities*. Adicionalmente, en el negocio gasista tratan de equilibrarse las obligaciones de compra y suministro y la diversificación y gestión de los contratos de suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural, se gestiona la posición dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando derivados financieros de cobertura.

4) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito derivado del fallo de una contraparte, está controlado a través de políticas que aseguran que las ventas al por mayor de productos se efectúen a clientes con un historial de crédito adecuado, respecto a los cuales se establecen los correspondientes análisis de solvencia y en base a los cuales se asignan los correspondientes límites de crédito.

Para mitigar el riesgo de crédito derivado de posiciones financieras, la contratación de derivados y la colocación de excedentes de tesorería se realiza en bancos e instituciones financieras de alta solvencia de acuerdo con la calificación crediticia de Moody's y S&P.

A 31 de diciembre de 2007, GAS NATURAL no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito.

5) Riesgo de liquidez

GAS NATURAL mantiene unas políticas de liquidez que aseguran el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos, diversificando la cobertura de las necesidades de financiación y los vencimientos de la deuda. Una gestión prudente del riesgo de liquidez incorpora el mantenimiento de suficiente efectivo y activos realizables y la disponibilidad de fondos de importe adecuado para cubrir las obligaciones de crédito.

Información artículo 116 bis de la Ley de Mercado de Valores

De conformidad con lo establecido en el artículo 116 bis de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, introducido por la Ley 6/2007, de 12 de abril, a continuación se presenta la siguiente información:

1. *La estructura del 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:*

Conforme a los artículos 5 y 6 de los Estatutos Sociales, el capital social de Gas Natural SDG, S.A. es de 447.776.028 euros y se encuentra íntegramente suscrito y desembolsado. El capital social está integrado por 447.776.028 acciones, de un (1) euro de valor nominal cada una de ellas, representadas por medio de anotaciones en cuenta y pertenecientes a una misma clase.

Todas las acciones tienen los mismos derechos políticos y económicos.

Asimismo, conforme al artículo 33, primer párrafo, de los Estatutos Sociales, podrán asistir a la Junta General los accionistas que, de forma individualizada o agrupadamente con otros, sean titulares de 100 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a las que legalmente corresponda.

2. *Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores:*

No existen restricciones a la transmisibilidad de valores. Según el artículo 11 de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A. las acciones son transmisibles en la forma en que las disposiciones vigentes lo regulen. Todo ello sin perjuicio de la aplicación de determinadas normas, que se exponen a continuación.



Como entidad cotizada, la adquisición de participaciones significativas está sujeta a comunicación al emisor y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, conforme al artículo 53 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores, al artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y Circular 2/2007 de 19 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que prevén como primer umbral de notificación el 3% del capital o de los derechos de voto.

También, en cuanto a sociedad cotizada, la adquisición de un porcentaje igual o superior al 30% del capital o los derechos de voto de la Sociedad, determina la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición de Valores en los términos establecidos en el artículo 60 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores.

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

Las participaciones en el capital se mencionan en la Nota 12 de la Memoria.

4. *Cualquier restricción al derecho de voto:*

No existen restricciones al derecho de voto.

5. *Pactos parasociales:*

La Sociedad tiene conocimiento de que los accionistas de referencia "la Caixa" y Repsol YPF, S.A. han suscrito los siguientes pactos parasociales:

- Acuerdo de 11 de enero de 2000.
- Novación de 16 de mayo de 2002.
- Adenda de 16 de diciembre de 2002.
- Adenda de 20 de junio de 2003.

Todos ellos para mantener la paridad entre ambos accionistas en el seno del Consejo de Administración y de la Comisión Ejecutiva, estableciendo, asimismo, diversos principios de acción industrial.

6. *Las normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos de la sociedad*

6.1. El nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración viene regulado en los artículos 41 y 42 de los Estatutos Sociales y 11 a 15 del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones.

Consejo de Administración

- La administración de la Sociedad se confía al Consejo de Administración, que se compondrá de diez Consejeros como mínimo y veinte como máximo, reelegibles indefinidamente.
- Corresponde a la Junta General la determinación de su número, así como el nombramiento y separación de Consejeros.
- El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible.

- Queda prohibido que ocupen cargos en la Sociedad y, en su caso, ejercerlos, a aquellas personas declaradas incompatibles en la medida y condiciones fijadas por la Ley 12/1995, de 11 de mayo, así como las que estén incurso en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas u otras disposiciones legales (art. 41 Estatutos Sociales).

Nombramiento de Consejeros

- Los Consejeros serán designados 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.
- El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencia profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones. Las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la consideración de la Junta General y las decisiones de nombramiento que adopte dicho órgano en virtud de las facultades de cooptación que tiene legalmente atribuidas deberán estar precedidas del correspondiente informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Cuando el Consejo se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión habrá de motivar y dejar constancia en acta de las razones de su proceder.
- El perfil profesional y biográfico actualizado de todos los Consejeros se hará público en la página web de la Compañía, además de otros Consejos de Administración a los que pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, la indicación de la categoría de Consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de los Consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos, la fecha de su primer nombramiento como Consejero en la Sociedad, así como de los posteriores y las acciones de la Compañía y opciones sobre ellas, de las que sea titular (art. 11 Reglamento Consejo).

Duración y cooptación

- La duración del cargo de Consejero será de tres años. Al término del plazo para el que fueron designados, los Consejeros podrán ser reelegidos.
- A efectos de este artículo, se debe entender que el nombramiento caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado la siguiente Junta, o haya transcurrido el término legal para la celebración de la siguiente Junta General Ordinaria.
- Si durante el plazo para el que fueron nombrados los Administradores se produjesen vacantes, el Consejo podrá designar entre los accionistas las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General (art. 42 Estatutos Sociales).
- Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de tres años, pudiendo ser reelegidos. En ningún caso los Consejeros Externos

Independientes permanecerán en su cargo como tales por un período superior a doce años. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General (art. 13 Reglamento Consejo).

Designación de Consejeros Externos Independientes

- No podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

- a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo GAS NATURAL, salvo que hubieran transcurrido 3 o 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
- b) Perciban de la Sociedad, o del Grupo GAS NATURAL, 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 la Sociedad o de cualquier otra Sociedad del Grupo GAS NATURAL.
- d) Sean Consejeros Ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de GAS NATURAL SDG, S.A. sea Consejero Externo.
- e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL, 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 últimos 3 años, donaciones significativas de alguna de las sociedades del Grupo GAS NATURAL. No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.
- g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado, de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.



- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos 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) de este apartado. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Dominicales en la sociedad participada.
- Los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representaban sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representar 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 (art. 12 Reglamento Consejo).

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 (art 14 Reglamento Consejo).

Cese de los Consejeros

- Los Consejeros cesarán en el cargo cuando 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 y el presente Reglamento.
- 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 los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como Consejero.
 - b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
 - c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
 - d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales (art. 15 Reglamento Consejo).

6.2. Por su parte en cuanto a la modificación de los Estatutos sociales, se establece en los artículos 24, 32 y 68 de los Estatutos Sociales y 2 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.

Junta General

- Los accionistas constituidos en Junta General, debidamente convocada, decidirán por mayoría en los asuntos propios de la competencia de la Junta.
- Todos los socios, incluso los disidentes y los que no hayan participado en la reunión, quedan sometidos a los acuerdos de la Junta General (art. 24 Estatutos Sociales).

Acuerdos especiales y mayorías. Constitución.

- Para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la disminución del capital, la transformación, fusión u escisión de la Sociedad y en general, cualquier modificación de los Estatutos sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.
- Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el párrafo anterior, sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta (art. 32 Estatutos Sociales).

Modificación de Estatutos

- La modificación de los Estatutos deberá ser acordada por la Junta General y exige la concurrencia de los requisitos siguientes:
 - (a) Que el Consejo de Administración o, en su caso, los accionistas autores de la propuesta formulen un informe escrito, con la justificación de la misma.
 - (b) Que se expresen en la convocatoria, con la debida claridad, los extremos cuya modificación se propone, así como el derecho que corresponde a todos los accionistas de examinar, en el domicilio social, el texto íntegro de la modificación propuesta y el informe sobre la misma y el de pedir la entrega o el envío gratuito de dichos documentos.
 - (c) Que el acuerdo sea adoptado por la Junta General, de conformidad con lo dispuesto en estos Estatutos.
 - (d) En todo caso, el acuerdo se hará constar en escritura pública, que se inscribirá en el Registro Mercantil y se publicará en el Boletín Oficial del mismo (art. 68 Estatutos Sociales).



Competencias de la Junta General de accionistas.

- La Junta General de Accionistas, como máximo órgano de decisión de la Sociedad, tiene facultades para la adopción de toda clase de acuerdos referentes a la Sociedad y, en particular, le corresponde: Acordar la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción de capital, la transformación, fusión, escisión o disolución de la Sociedad y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales (art. 2 Reglamento Junta General).

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

La Compañía ha otorgado en favor del Presidente del Consejo de Administración y del Consejero Delegado amplias facultades de representación y gestión, que les permiten atender los asuntos ordinarios de la Sociedad, exceptuando las indelegables que por Ley, Estatutos o Reglamentos corresponden a la Junta General, al Consejo de Administración o sus Comisiones.

Para la ejecución de determinados acuerdos que, por cuestiones diversas, requieren de un mandato específico, el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva han otorgado poderes especiales en favor del Presidente o del Consejero Delegado, que se agotan, en un solo acto, con su ejercicio.

En la Nota 12 de la memoria se describen las autorizaciones del Consejo de Administración, sobre emisión o recompra de acciones.

El Consejo de Administración no ha hecho uso de la facultad otorgada por la Junta General.

8. *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:*

La Sociedad no ha suscrito acuerdos significativos que entren en vigor, se modifiquen o concluyan en caso de cambio de control de la Sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición.

9. *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:*

Los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección, se mencionan en la Nota 19 de la Memoria.

Adicionalmente, existen acuerdos de indemnización con 12 empleados, cuyos importes están calculados en función de las condiciones salariales y profesionales de cada uno de ellos.



Medio ambiente y actividades de Innovación Tecnológica

La información relativa a medio ambiente se incluye en la Nota 18 de la memoria.

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la Sociedad durante 2007 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías energéticas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del Grupo, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de alto valor estratégico y centrados en la mejora de la eficiencia y el respeto al medioambiente.

Las actividades se han desarrollado dentro de un plan coordinado de actuación con intervención de las distintas sociedades del grupo.

Acciones propias

A 31 de diciembre de 2007 Gas Natural SDG, S.A. no dispone de acciones propias.

Perspectivas de futuro

2007 ha confirmado las favorables perspectivas que se anunciaban a principios de año, con un crecimiento de doble dígito en sus principales magnitudes financieras.

2007 ha sido el año del lanzamiento del nuevo Plan Estratégico 2008 – 2012, que se presentó a la comunidad de accionistas e inversores el pasado 6 de noviembre.

La evolución de los negocios y de las magnitudes financieras del Grupo permiten avanzar el cumplimiento de los principales objetivos del Plan Estratégico 2004 – 2008, a saber: crecimiento medio acumulado del 16% del EBITDA hasta alcanzar 2.500 millones de euros en 2008; crecimiento medio acumulado del beneficio neto superior al 10%; pay-out del 52% - 55%; inversiones de 8.800 millones de euros en el periodo; y una potencia eléctrica instalada de 6.800 MW.

El nuevo Plan Estratégico 2008 – 2012 supone un nuevo reto del Grupo, apalancado sobre sus fortalezas competitivas, con el objetivo de convertirse en uno de los principales operadores gasistas del mundo. El Plan tiene cuatro pilares básicos:

- Consolidar su posición en sus mercados principales: España, Italia y Latinoamérica;
- Integración vertical aguas arriba en la cadena gasista;
- Exportar el modelo español de aguas abajo a otros países integrables en la cadena del gas natural / gas natural licuado; y
- Foco continuo en la eficacia y la eficiencia.

Para ello, el Grupo se marca, en sus principales negocios, importantes objetivos de crecimiento:

- Una cartera de contratos de gas de 35 bcms;
- Ventas de gas fuera de España superior a 11 bcms;
- 16 millones de puntos de conexión en distribución en todo el mundo;
- Superar los 10 millones de contratos en España (energía y servicios); y



- 10.000 MW de potencia eléctrica instalada; y
- 70 millones de euros en ahorros de costes.

Alcanzar estos objetivos situaría a GAS NATURAL en una posición de liderazgo en sus principales líneas de negocio:

- Líder mundial en distribución de gas.
- 3ª Utility en la Península Ibérica.
- Uno de los cuatro principales operadores mundiales de GNL.
- Uno de los cuatro principales operadores de ciclos combinados.
- Líder en eficiencia en la Península Ibérica y Latinoamérica.

Para alcanzar dichos objetivos el Grupo ha aprobado un Plan Inversor de 12.500 millones de euros que, además, le permitirían optimizar su estructura financiera. De acuerdo con los cálculos realizados, el ratio de apalancamiento al final del periodo se situaría en el 50%, lo que permitiría mantener al Grupo una sólida calidad crediticia en todo el periodo. El Plan de inversiones incluye, además, desinversiones en activos, por un importe aproximado de 500 millones de euros.

En términos económicos, el objetivo del Grupo es un crecimiento medio acumulado del EBITDA superior al 10%, y un crecimiento medio acumulado del beneficio neto superior al 8%. Esto permitiría continuar aumentando la retribución vía dividendos a sus accionistas, para lo que se establece un ratio pay-out objetivo en el periodo del 55% - 60%.

2008 debería ser un año más de progresión tanto en resultados como en rentabilidad en línea con nuestro nuevo Plan Estratégico:

- La continuación en el ritmo de crecimiento del negocio de distribución de gas en España, Italia y Latinoamérica.
- Una mayor contribución del negocio eléctrico gracias a la incorporación de la nueva planta de generación de ciclo combinado de Plana del Vent de 800 MW de potencia, la optimización de la cartera de comercialización y el aumento esperado en los precios de generación.
- La incorporación de los activos eléctricos adquiridos en México a finales del año pasado.
- En el negocio de comercialización mayorista y minorista de gas, se espera un entorno de mayor competencia al final del ejercicio.

En conclusión, la evolución en estos últimos meses del sector energético mundial ha reforzado de hecho la lógica y potencial de crecimiento del sector gasista en general, y de GAS NATURAL particular.

El objetivo último de la compañía es seguir desarrollándose como empresa líder del gas natural licuado en la zona del Atlántico y en la distribución de gas, así como continuar creciendo en el negocio eléctrico y en la convergencia gas – electricidad, en beneficio de sus accionistas y empleados, todo ello garantizando la seguridad de suministro.



Acontecimientos posteriores

Los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se mencionan en la Nota 22 de la Memoria.



GAS NATURAL SDG, S.A.

DILIGENCIA: Para hacer constar por el Vicesecretario del Consejo de Administración Don Felipe Cañellas Vilalta que el Consejo de Administración en la sesión de 29 de febrero de 2008 ha formulado el Informe de Gestión, constando en todas las hojas el sello de la sociedad y la firma del que suscribe a efectos de identificación, todo ello en 12 hojas números 1 a 12 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas número 13 y 14 que quedan incorporadas como anexo al Informe de Gestión de la sociedad.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Juan Maria Nin Génova
Consejero

D. Enrique Alcántara-García Irazoqui
Consejero

D. Francisco Reynés Massanet
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Fernando Ramírez Mazarredo
Consejero



Caixa d'Estalvis de Catalunya
Consejero
Representada por D. José M^a Loza Xuriach

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Santiago Cobo Cobo
Consejero

D. Emiliano López Achurra
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero

D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero

D. José Arcas Romeu
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Enrique Locutura Rupérez
Consejero