



FELIPE CAÑELLÁS 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, correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2006, presentadas en el día de ayer ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores, nº de registro de entrada 2007031791, fueron firmadas por todos los Administradores de la Compañía.

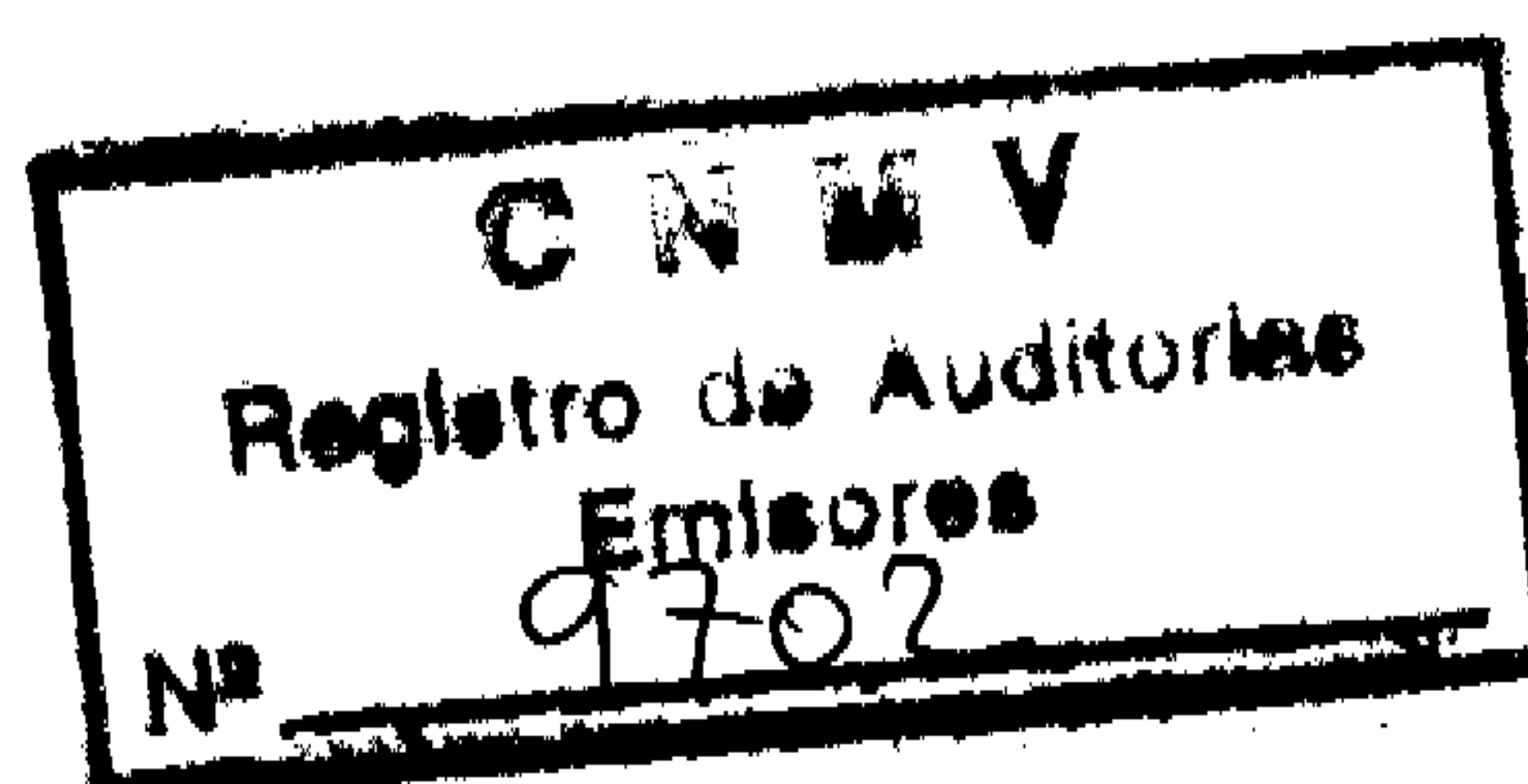
Y para que conste a los efectos oportunos, extendiendo el presente certificado, en Barcelona, a trece de abril de dos mil siete.

EL VICESECRETARIO DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACIÓN

Fdo. Felipe Cañellas Vilalta

GAS NATURAL SDG, S.A.

Informe de auditoría,
Cuentas anuales al 31 de diciembre de 2006 e
Informe de gestión del ejercicio 2006



INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES

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

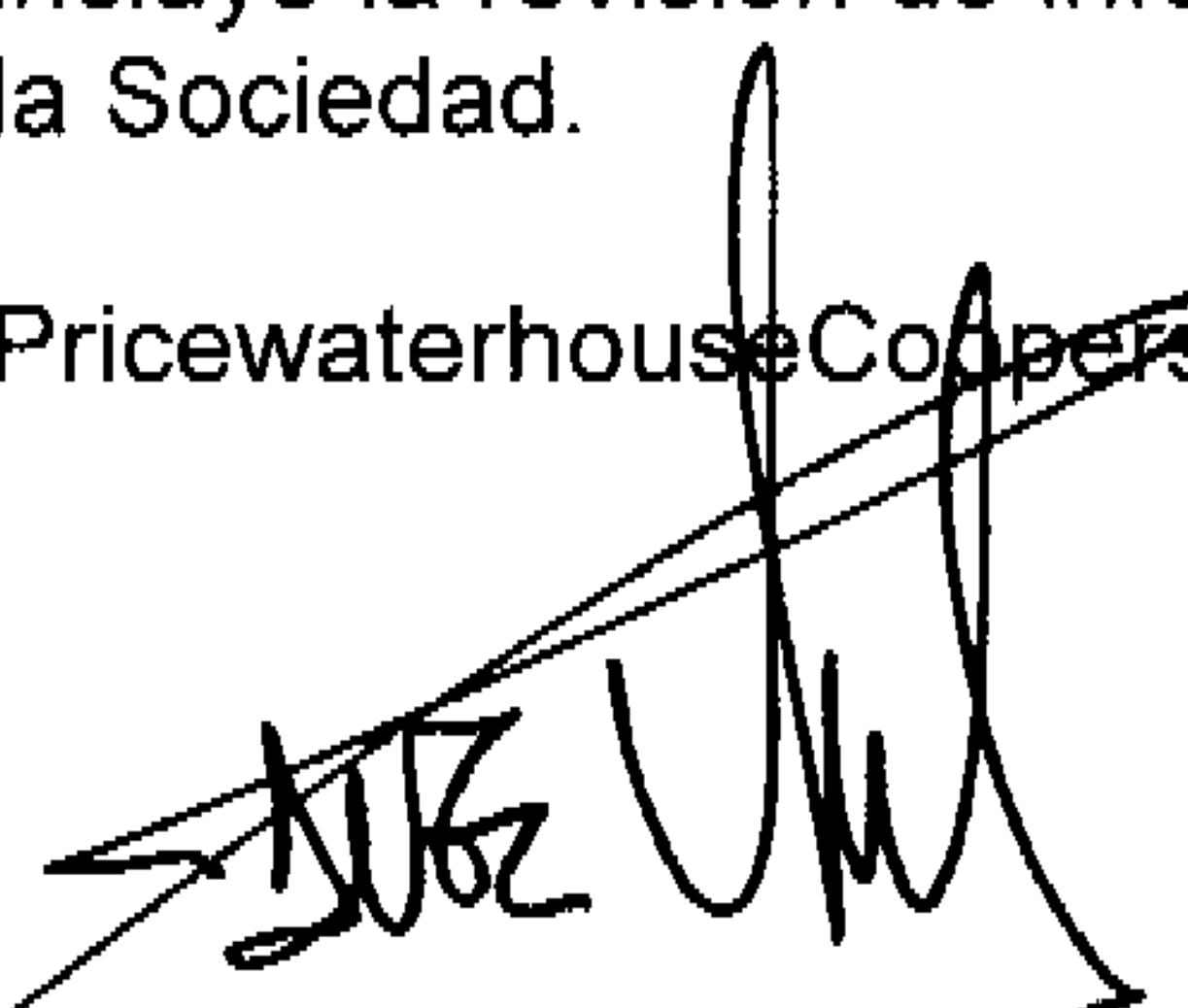
Hemos auditado las cuentas anuales de Gas Natural SDG, S.A. que comprenden el balance de situación al 31 de diciembre de 2006, la cuenta de pérdidas y ganancias y la memoria correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la 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 2006, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales del ejercicio 2006. Con fecha 31 de marzo de 2006 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales del ejercicio 2005 en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales del ejercicio 2006 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 2006 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 2006, 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 2006. 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

26 de febrero de 2007



Gas Natural SDG, S.A.
Informe 2006

CUENTAS ANUALES

Balance
Cuenta de Pérdidas y Ganancias
Memoria

BALANCE DE GAS NATURAL SDG, S.A.
(en millones de euros)

ACTIVO	31.12.06	31.12.05
INMOVILIZADO	6.578	6.216
Inmovilizaciones inmateriales (Nota 5)	144	36
Gastos de investigación y desarrollo	27	23
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	144	35
Aplicaciones informáticas	6	6
Amortizaciones	(33)	(28)
Inmovilizaciones materiales (Nota 6)	1.735	1.522
Terrenos y construcciones	135	113
Instalaciones técnicas y maquinaria	1.306	780
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	12	10
Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso	426	715
Otro inmovilizado	36	31
Provisiones	(1)	(1)
Amortizaciones	(179)	(126)
Inmovilizaciones financieras (Nota 7)	4.699	4.658
Participaciones en empresas del grupo	2.624	2.562
Créditos a empresas del grupo	2.344	2.333
Participaciones en empresas asociadas	22	23
Créditos a empresas asociadas	3	1
Cartera de valores a largo plazo	72	94
Otros créditos	—	1
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	6	3
Provisiones	(372)	(359)
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 8)	1	2
Otros gastos a distribuir en varios ejercicios	1	2
ACTIVO CIRCULANTE	1.298	1.381
Existencias (Nota 9)	83	158
Productos terminados	83	158
Deudores (Nota 10)	243	403
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	12	50
Empresas del grupo, deudores	172	224
Deudores varios	28	71
Administraciones públicas	33	59
Provisiones (Nota 17)	(2)	(1)
Inversiones financieras temporales (Nota 11)	960	810
Créditos a empresas del grupo	953	792
Otros créditos	7	18
Tesorería	2	2
Ajustes por periodificación	10	8
TOTAL GENERAL	7.877	7.599

BALANCE DE GAS NATURAL SDG S.A.
(en millones de euros)

PASIVO	31.12.06	31.12.05
FONDOS PROPIOS (Nota 12)	4.878	4.538
Capital suscrito	448	448
Reserva de revalorización	225	225
Reservas	3.628	3.237
Reserva legal	90	90
Reservas estatutarias	68	68
Otras reservas	3.470	3.079
Pérdidas y ganancias (beneficio o pérdida)	743	767
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(166)	(139)
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 13)	--	14
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS (Nota 14)	242	259
Otras provisiones	242	259
ACREEDORES A LARGO PLAZO	1.563	1.991
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	636	1.189
Deudas con empresas del grupo y asociadas (Nota 15)	733	656
Otros acreedores	194	146
Otras deudas	14	2
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo	2	--
Administraciones públicas a largo plazo (Nota 16)	178	144
ACREEDORES A CORTO PLAZO	1.082	777
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	123	2
Deudas con empresas del grupo y asociadas	456	335
Deudas con empresas del grupo (Nota 15)	456	335
Acreedores comerciales	252	138
Deudas por compras o prestaciones de servicios	252	138
Otras deudas no comerciales	251	302
Administraciones públicas	66	135
Otras deudas	179	160
Remuneraciones pendientes de pago	6	7
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS A CORTO PLAZO (Nota 14)	112	20
TOTAL GENERAL	7.877	7.599

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	2.006	2005
Gastos		
Aprovisionamientos (Nota 17)	2.043	1.562
Consumo de mercaderías	24	189
Consumo de materias primas y otras materias consumibles	2.019	1.370
Otros gastos externos	--	3
Gastos de personal (Nota 17)	100	132
Sueldos, salarios y asimilados	80	102
Cargas sociales	20	30
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	61	159
Variación de las provisiones de tráfico (Nota 17)	1	2
Otros gastos de explotación (Nota 17)	442	347
Servicios exteriores	325	300
Tributos	8	27
Otros gastos de gestión corriente	109	20
Beneficios de explotación	89	325
Gastos financieros y gastos asimilados	105	54
Por deudas con empresas del grupo	45	40
Por deudas con terceros y gastos asimilados	60	14
Diferencias negativas de cambio	3	4
Resultados financieros positivos	408	145
Beneficios de las actividades ordinarias	497	470
Variación de las provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	(5)	(93)
Resultados extraordinarios positivos (Nota 17)	294	488
Beneficios antes de impuestos	791	958
Impuesto sobre Sociedades (Nota 16)	48	191
Resultado del ejercicio (Beneficios)	743	767

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE GAS NATURAL SDG, S.A.

(en millones de euros)

HABER	2006	2005
Ingresos		
Importe neto de la cifra de negocios (Nota 17)	2.409	2.328
Ventas	2.405	1.676
Prestaciones de servicios	4	652
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	1	11
Otros ingresos de explotación (Nota 17)	326	188
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	326	188
Ingresos de participaciones en capital	383	111
En empresas del grupo	371	93
En empresas asociadas	6	13
En empresas fuera del grupo	6	5
Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	84	53
De empresas del grupo	84	53
Otros intereses e ingresos asimilados	45	35
De empresas del grupo	20	13
Otros intereses	17	22
Beneficios en inversiones financieras	8	--
Diferencias positivas de cambio	4	4
Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	289	395

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 2006

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.

Con fecha 14 de abril de 2004 la Junta General Ordinaria de Accionistas, aprobó autorizar al Consejo de Administración de GAS NATURAL, para realizar la aportación no dineraria de la rama de actividad de distribución regulada de gas de su titularidad, incluyendo todos los bienes, activos, derechos, obligaciones, relaciones contractuales y demás relaciones inherentes a la misma, a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A., sociedad íntegramente participada por el Grupo.

Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de GAS NATURAL, aprobó realizar la aportación de las ramas de actividad de distribución y transporte a favor de Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L.

Las aportaciones se valoraron en 1.152 millones de euros y como consecuencia de ello Gas Natural Distribución SDG, S.A. amplió su capital con prima de emisión por un valor total 1.100 millones de euros; y Gas Natural Transporte SDG, S.L. amplió su capital con prima de emisión por un valor total de 52 millones de euros.

Oferta Pública de Adquisición de acciones sobre Endesa, S.A.

El Consejo de Administración de GAS NATURAL acordó el día 5 de septiembre de 2005, por unanimidad, lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) de acciones sobre el 100% del capital de la sociedad Endesa, S.A.

GAS NATURAL obtuvo todas las autorizaciones necesarias para lanzar la OPA. No obstante lo anterior, diferentes acontecimientos motivaron que con fecha 1 de febrero de 2007 y al amparo de la facultad prevista en el artículo 36.1 del Real Decreto 1197/1991, sobre el régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, el Consejo de Administración de GAS NATURAL decidiera por unanimidad desistir de su oferta de adquisición del total de las acciones de Endesa, S.A.

En un documento hecho público el mismo 1 de febrero de 2007, la compañía explicó su posición en relación con el proceso.

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 el Plan General de Contabilidad, 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.

Dado que la sociedad modificó, con efectos económicos y contables a partir del día 30 de septiembre de 2005, parte de su actividad como consecuencia de la operación comentada en la nota 1, las cifras de la cuenta de resultados de las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2006 no son comparativas con las del ejercicio 2005.

Estas cuentas anuales individuales de GAS NATURAL 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.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo Gas Natural del ejercicio 2006 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	13.355
Fondos propios	5.652
Fondos propios minoritarios	344
Importe neto de la cifra de negocios	10.348
Beneficio después de impuestos atribuido a la Sociedad dominante	855

Nota 3. Propuesta de distribución de resultados

Con fecha 23 de febrero de 2007, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de un aumento del 16,7% en el dividendo y abonar un total de 0,98 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2006.

La propuesta de distribución del beneficio neto correspondiente al ejercicio 2006, que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación, es la siguiente:

Base de reparto:	
Pérdidas y ganancias	743
Distribución:	
A reserva voluntaria	304
A dividendo	439

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 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 2006 es el siguiente:

Resultado después de impuestos		588
Previsión del pago a cuenta		166
Liquidez de tesorería	12	
Líneas de crédito no dispuestas	1.092	
Liquidez total		1.104

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 2006, de acuerdo con las establecidas por el Plan General de Contabilidad, han sido las siguientes:

- 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.

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.

Los derechos sobre bienes en activos en alquiler se amortizan linealmente en el período de duración del contrato, o en la vida útil del mismo, el que resulte inferior.

- 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 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 (red de transporte y distribución)	20 – 30
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 emitido 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. Subvenciones de capital. Las subvenciones no reintegrables se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado que financian. Para mostrar la imagen fiel, las subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio se aplican a Otros ingresos de explotación con el fin de correlacionarlas con las amortizaciones de los inmovilizados afectados.

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 4,82% 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 sino existen dudas de su recuperabilidad.

- I. 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.

No obstante, siguiendo 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.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España (véase nota 21), 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 2002 a 2006, 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 2007. No se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

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.

En caso de sustitución del activo correspondiente, el ingreso diferido por desplazamientos de red a cargo de terceros, se imputa a resultados por el 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.

Los importes percibidos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales se aplican linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado. Durante este período se muestran como Ingresos a distribuir en varios ejercicios en el pasivo del balance.

Los importes percibidos por contraprestación de derechos de preferencia en suministros de gas se aplican a resultados conforme a su devengo.

- 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 1.1.06	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Saldo al 31.12.06
Coste:					
Gastos de investigación y desarrollo	23	4	--	--	27
Concesiones, patentes, licencias, marcas Y similares	9	6	--	6	21
Derechos de emisión	26	115	(18)	--	123
Aplicaciones informáticas	6	--	--	--	6
Suma	64	125	(18)	6	177
Amortización acumulada:					
Gastos de investigación y desarrollo	(23)	(4)	--	--	(27)
Aplicaciones informáticas	(5)	(1)	--	--	(6)
Suma	(28)	(5)	--	--	(33)
Saldo neto	36				144

Forman parte del Inmovilizado Inmaterial los derechos de emisión asignados al ejercicio 2005 que no se consumieron el año anterior y los derechos de emisión asignados para el ejercicio 2006, 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.

Se ha registrado en el epígrafe "Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares", la parte de las inversiones realizadas en la nueva sede social "Torre del Gas", en la que la sociedad figura como arrendatario, correspondiente a actividades de interiorismo, interno y externo, y a acondicionamiento de las instalaciones. En el apartado "Otros compromisos e información", de la nota 21 se describe la relación de arrendamiento.

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 1.1.06	Aumentos	Disminuciones	Traspasos	Saldo al 31.12.06
Coste:					
Terrenos y construcciones	113	14	(2)	10	135
Instalaciones técnicas y maquinaria	780	23	--	503	1.306
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	10	2	(1)	1	12
Otro inmovilizado	31	7	(3)	1	36
Anticipos e inmovilizaciones en curso	715	232	--	(521)	426
Suma	1.649	278	(6)	(6)	1.915
Provisión acumulada	(1)	--	--	--	(1)
Amortización acumulada:					
Construcciones	(30)	(3)	1	(1)	(33)
Instalaciones técnicas y maquinaria	(65)	(50)	--	--	(115)
Otras instalaciones, utillaje y mobiliario	(5)	(1)	--	--	(6)
Otro inmovilizado	(26)	(2)	3	--	(25)
Suma	(127)	(56)	4	(1)	(180)
Saldo neto	1.522				1.735

Se incluyen en Terrenos y Construcciones las inversiones correspondientes a los edificios adyacentes a la nueva sede social 'Torre del Gas', que son propiedad de la sociedad. A finales del ejercicio 2006, la sociedad ha procedido a la ocupación de los edificios mencionados.

En febrero de 2006 se ha iniciado la operación comercial de la planta de generación eléctrica por ciclos combinados de Cartagena (Murcia).

En el epígrafe Anticipos e inmovilizaciones materiales en curso se han incluido las inversiones realizadas en las plantas de generación eléctrica por ciclos combinados y que básicamente corresponden a los proyectos de Plana del Vent (Tarragona) cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre de 2007 y Málaga cuya puesta en marcha se estima para el segundo semestre de 2008.

El movimiento del inmovilizado material neto incorporado por la aplicación de la actualización de balances al amparo del Real Decreto 7/1996 es el siguiente:

	Saldo al 1.1.06	Amortización	Disminuciones	Saldo al 31.12.06
Terrenos y construcciones	6	--	--	6
	6	--	--	6

Dicha actualización tendrá un efecto de 0,1 millones de euros sobre las dotaciones para amortizaciones de inmovilizado del ejercicio 2007.

El inmovilizado material incluye la revalorización neta efectuada en el ejercicio de 1991 por la operación de fusión por absorción y escisión parcial de las Sociedades Catalana de Gas, S.A., Gas Madrid, S.A. y Repsol Butano, S.A. por 10 millones de euros en Terrenos y construcciones.

Durante el ejercicio de 2006 se han adquirido elementos del inmovilizado a empresas del grupo y asociadas por un importe de 7 millones de euros.

Los costes financieros aplicados en el ejercicio a los proyectos de instalaciones técnicas en su período de construcción han ascendido a 12 millones de euros.

El inmovilizado material incluye elementos en uso totalmente amortizados por importe de 28 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 2006 compromisos de inversión por 181 millones de euros, básicamente por la construcción de plantas 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 1.1.06	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.06
Participaciones en empresas del grupo	2.562	67	(5)	2.624
Créditos a empresas del grupo	2.333	370	(359)	2.344
Participaciones en empresas asociadas	23	--	(1)	22
Créditos a empresas asociadas	1	2	--	3
Cartera de valores a largo plazo	94	--	(22)	72
Otros créditos	1	--	(1)	--
Depósitos y fianzas constituidos	3	3	--	6
Provisiones	(359)	(31)	18	(372)
	4.658	411	(370)	4.699

El movimiento de las cuentas Participaciones en empresas del grupo y asociadas corresponde fundamentalmente a:

- Adquisición de 209.999 acciones de Petroleum Oil & Gas España, S.A.
- Suscripción de 10.000 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.

- Suscripción de 9.190 acciones por ampliación de capital de Gas Natural Exploración, S.L.
- Suscripción de 300 acciones por constitución de Gas Natural Comercial SDG, S.L.
- Aportación para la compensación de pérdidas de Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., por importe de 17 millones de euros.
- Enajenación de 689 acciones de Gas Natural de Álava, S.A.
- Enajenación de 56.976.105 acciones de Ceg Rio, S.A. a Gas Natural Internacional SDG, S.A.

Enajenación de 18.605.059 acciones de Enagás, S.A. que representan un 7,79% de su Capital Social. Con la venta realizada en el ejercicio 2006, la participación en Enagás, S.A., se sitúa en el 5%. Esta venta se enmarca en lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificada por 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 Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social o de los derechos de voto de la entidad.

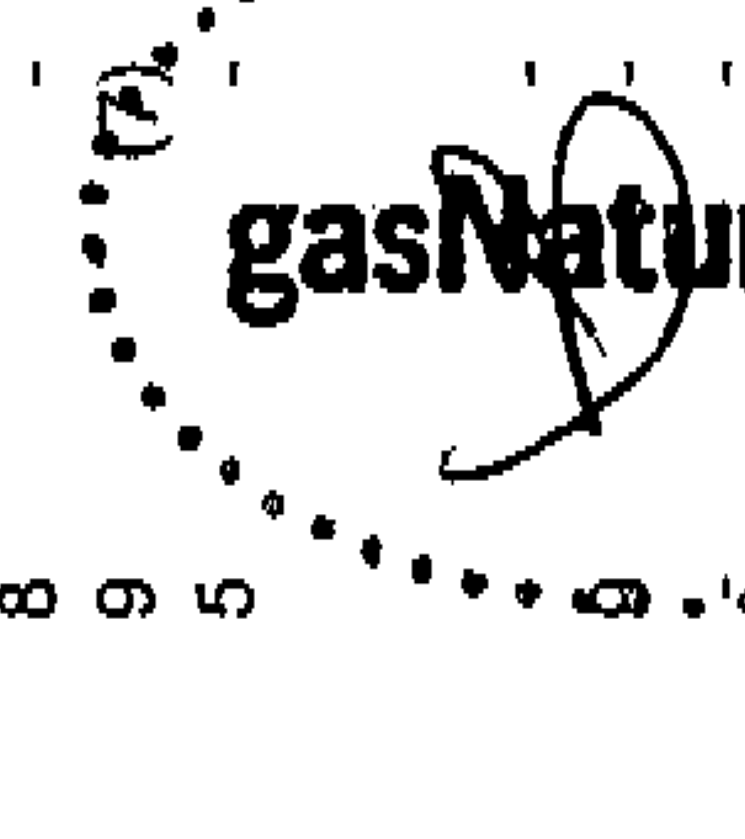
Las acciones de Enagás, S.A. están admitidas a cotización en el mercado continuo y forman parte del Ibex 35. Al cierre del ejercicio 2006 la cotización se situó en 17,62 euros.

La variación de la cuenta de Provisiones por depreciación corresponde fundamentalmente a los aumentos de las provisiones por depreciación de las sociedades de Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A., Gas Natural Mexico, S.A. de C.V., Gas Natural São Paulo Sul, S.A. y Gas Natural Exploración, S.L. y las disminuciones de las provisiones por depreciación de las sociedades Gas Natural Internacional SDG, S.A. y Ceg Rio, S.A.

Los dividendos percibidos corresponden fundamentalmente a las siguientes Sociedades: Gas Natural Distribución SDG, S.A. el importe de 246 millones de euros; Sagane, S.A. el importe de 76 millones de euros; Gas Natural Castilla y León, S.A. el importe de 15 millones de euros; Desarrollo del Cable, S.A. el importe de 8 millones de euros; Gas Natural Transporte SDG, S.L. el importe de 8 millones de euros; Enagás, S.A. el importe de 6 millones de euros; Compañía Española de Terrenos y Urbanizaciones, S.A. el importe de 6 millones de euros; Gas Navarra, S.A. el importe de 5 millones de euros y Gas Natural Comercializadora, S.A. el importe de 4 millones de euros.

El detalle de las participaciones directas relevantes es el siguiente:

				Patrimonio neto				
Sociedad	Domicilio	Actividad	Valor neto contable	Directo	Total	Patrimonio neto		
						Capital	Reservas	Resultados
Dividendo a cuenta								
Participación empresas Grupo y Multigrupo								
Gas Natural Aprovevisionamientos SDG, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	18	100,0	100,0	1	-	18
Sagane, S.A.	Madrid	Aprovisionamiento de gas	42	100,0	100,0	95	22	138
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	Madrid	Aprovisionamiento y transporte marítimo GNL	1	50,0	50,0	2	-	1
La Energía, S.A.	Barcelona	Cogeneración eléctrica	11	100,0	100,0	11	1	-
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Barcelona	Comercialización gas y electricidad	1	100,0	100,0	2	30	34
Ceg-Rio, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	9	22,3	59,6	14	14	7
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Río de Janeiro	Distribución de gas	34	18,9	54,2	64	66	(3)
Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.	Santiago deCompostela	Distribución de gas	23	62,0	62,0	33	5	(12)
Gas Natural Andalucía, S.A.	Sevilla	Distribución de gas	27	100,0	100,0	12	41	-
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	Santander	Distribución de gas	6	90,4	90,4	3	28	4
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Valladolid	Distribución de gas	6	90,1	90,1	6	79	1
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	Toledo	Distribución de gas	25	95,0	95,0	27	17	16
Gas Natural Cegás, S.A.	Valencia	Distribución de gas	53	99,7	99,7	25	68	2
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Barcelona	Distribución de gas	1.101	100,0	100,0	101	1.007	6
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	Murcia	Distribución de gas	14	99,9	99,9	19	(2)	270
Gas Natural Rioja, S.A.	Logroño	Distribución de gas	3	87,5	87,5	3	9	(3)
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Sao Paulo	Distribución de gas	173	100,0	100,0	210	(38)	2
Gas Navarra, S.A.	Pamplona	Distribución de gas	16	90,0	90,0	4	27	2
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	Barcelona	Distribución energía eléctrica	-	99,9	100,0	1	-	6
Portal Gas Natural, S.A.	Barcelona	E-business	9	100,0	100,0	8	1	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	Barcelona	Financiera	-	99,9	99,9	-	-	-
Gas Natural Finance B.V.	Amsterdam	Financiera	-	100,0	100,0	-	2	-
Gas Natural International, Ltd.	Dublín	Financiera	25	100,0	100,0	28	9	-
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	Madrid	Generación de electricidad	1	50,0	50,0	2	-	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Barcelona	Generación y comercialización electricidad	26	100,0	100,0	33	(1)	(6)
Gas Natural Soluciones, S.L.	Barcelona	Gestión Energética	5	100,0	100,0	6	3	-
Gas Natural Informática, S.A.	Barcelona	Informática	20	100,0	100,0	20	5	1
Gas Natural Exploración, S.L.	Barcelona	Investigación y exploración hidrocarburos	10	100,0	100,0	15	-	(5)
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Madrid	Investigación y exploración hidrocarburos	40	100,0	100,0	1	14	2
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Madrid	Servicios	2	100,0	100,0	-	1	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A.	México	Servicios	-	37,0	87,0	-	-	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Barcelona	Servicios	-	100,0	100,0	-	-	-
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Barcelona	Servicios y comercialización gas y electricidad	1	100,0	100,0	3	3	3
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	369	100,0	100,0	350	5	15
Holding Gas Natural, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	100,0	-	-	-
Invergas Puerto Rico, S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	3	100,0	100,0	5	(2)	(1)
La Propagadora del Gas, S.A.	Barcelona	Sociedad de cartera	-	100,0	100,0	-	1	-
Desarrollo del Cable, S.A.	Barcelona	Telecomunicaciones	21	100,0	100,0	21	21	8
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Barcelona	Transporte de gas	57	100,0	100,0	15	42	9
Gas Natural México S.A. de C.V.	México	Transporte y distribución de gas	103	36,8	86,8	359	(83)	5
Participación en empresas asociadas								
Kromschroeder, S.A.	Barcelona	Contadores	4	42,5	42,5	1	10	-
Gas Aragón, S.A.	Zaragoza	Distribución de gas	3	35,0	35,0	6	17	-
Torre Marenostrum, S.L.	Barcelona	Inmobiliaria	9	45,0	45,0	5	15	-



Los créditos a empresas del Grupo y empresas asociadas tienen su vencimiento en el ejercicio 2008 y han devengado un tipo de interés de mercado.

El epígrafe correspondiente a la Cartera de Valores se compone básicamente de las inversiones en Naturgas Energía Grupo, S.A. (9,4%) y Enagás, S.A. (5%).

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 1.1.06	Disminuciones	Saldo al 31.12.06
Gastos diferidos derivados de emisión de deuda	2	(1)	1
	2	(1)	1

Nota 9. Existencias

En el epígrafe de Productos terminados se incluyen básicamente las existencias de gas depositadas en los almacenamientos subterráneos de Gaviota (Vizcaya) y Serrablo (Huesca).

Nota 10. Deudores

El epígrafe Administraciones públicas incluye el impuesto sobre beneficios anticipado que asciende a 30 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 1.1.06	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.06
Créditos a empresas del grupo	792	419	(258)	953
Otros créditos	18	—	(11)	7
	810	419	(269)	960

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 73 millones de euros y a créditos a corto plazo que ascienden a 872 millones de euros.

Otros créditos recogía básicamente un importe de 10 millones de dólares estadounidenses a recibir de Repsol YPF, S.A., en contraprestación al otorgamiento de un derecho de preferencia para determinados suministros de gas en Latinoamérica y dividendos a cobrar de empresas del Grupo y asociadas.

La tasa media de rentabilidad de los créditos y de la cartera de valores ha sido del 3,45% para el ejercicio 2006.

Nota 12. Fondos propios

El importe de las cuentas de fondos propios al 31 de diciembre de 2006 y su movimiento en el ejercicio son los siguientes:

	Saldo al 1.1.06	Distribución del resultado 2005	Resultado del ejercicio 2006	Saldo al 31.12.06
Capital suscrito	448	--	--	448
Reserva de revalorización	225	--	--	225
Reserva legal	90	--	--	90
Reserva estatutaria	68	--	--	68
Otras Reservas	3.079	391	--	3.470
Reserva voluntaria	3.078	391	--	3.469
Reserva de redenominación en euros	1	--	--	1
Beneficio del ejercicio	767	(767)	743	743
Dividendo a cuenta	(139)	139	(166)	(166)
	4.538	(237)	577	4.878

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 30 de abril de 2002, 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 8 de junio de 2006, 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 al fin del ejercicio 2006 de las acciones de GAS NATURAL se situó en 29,99 euros.

Las participaciones directas e indirectas más relevantes en el capital social de GAS NATURAL a 31 de diciembre de 2006 son las siguientes:

	Participación en el capital social %
Grupo "la Caixa"	33,06
Grupo Repsol YPF	30,85
Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)	5,00
Chase Nominees Ltd. (1)	4,84
Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03

- (1) Chase Nominees Ltd. en calidad de persona interpuesta al actuar por cuenta de sus clientes ha comunicado que ninguno de sus clientes se encuentra a su vez obligado a comunicar participación significativa alguna al no ostentar participaciones superiores al 5% o sus múltiplos (clientes no residentes en paraísos fiscales) o superiores al 1% (clientes residentes en paraísos fiscales).

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.

Esta reserva permanece en GAS NATURAL en su totalidad, aún cuando una parte sustancial de los elementos que la originaron fueron traspasados a Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L. como consecuencia de la Aportación de la Rama de Actividad de Distribución de Gas y la Aportación de la Rama de Actividad de Transporte de Gas.

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.

Otras reservas

Según acuerdo de la Junta General de fecha 20 de abril de 2005, a 31 de diciembre de 2005 se traspasó a Reserva voluntaria un importe de 237 miles de euros de la cuenta Previsión Libertad de amortización Real Decreto 2/1985, y durante el 2006 se ha traspasado el saldo restante, según acuerdo de la Junta General de fecha 8 de junio de 2006.

Dividendos

La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 8 de junio de 2006 aprobó un aumento del 18% en el dividendo y abonar un total de 0,84 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2005, de los que 0,31 euros ya fueron pagados el 10 de enero de 2006 y los 0,53 euros por acción restantes el pasado día 4 de julio de 2006.

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 un importe de 166 millones de euros, pagado a partir del día 9 de enero de 2007.

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 1.1.06	Aumentos	Disminuciones	Saldo al 31.12.06
Subvenciones de capital	6	96	(102)	--
Otros ingresos	8	--	(8)	--
	14	96	(110)	--

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.

El epígrafe Otros ingresos corresponde a la contraprestación del otorgamiento del derecho de preferencia (nota 11) 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 2006 corresponde a las provisiones constituidas para responsabilidades probables relativas a contingencias identificadas y para otros compromisos, y su movimiento en el ejercicio es el siguiente:

Saldo al 1 de enero de 2006	259
Dotaciones	4
Aplicaciones y cancelaciones	21
Saldo al 31 de diciembre de 2006	242

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 (112 millones de euros) 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 ha cubierto con adquisiciones en los mercados europeos.

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
2007	123	456
Suma corto plazo	123	456
2008	26	208
2009	10	--
2010	--	--
Posteriores	600	525
Suma largo plazo	636	733
Total	759	1.189

Las Deudas con empresas del grupo corresponden a la financiación obtenida por Gas Natural Finance, B.V. en euros con interés a tipo de mercado que se correlacionan con la emisión de deuda en base al programa Euro Medium Term Notes, garantizado por Gas Natural SDG, S.A., otras deudas financieras y a deudas comerciales por 112 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 4,5% y 3,0%, respectivamente.

A la fecha de cierre del ejercicio, la Sociedad tenía créditos concedidos por entidades financieras no dispuestos por un importe de 1.071 millones de euros.

Se incluye en el epígrafe de Otras deudas a corto plazo el dividendo a cuenta del ejercicio por 166 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 2006 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 Aprovechamientos 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 Gas Natural, 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. y Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A.

La aplicación del Régimen de Declaración Consolidada ha supuesto la generación de diferencias permanentes en el Impuesto sobre Sociedades de la Sociedad por 388 millones de euros, consecuencia básicamente de los ajustes por dividendos devengados en el ejercicio y los ajustes por eliminación de provisiones por depreciación de sociedades del Grupo fiscal.

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:

	Aumento	Disminución	Total
Resultado contable del ejercicio antes de impuestos			791
Diferencias permanentes:			(510)
Ajustes por Grupo Fiscal Consolidado		(388)	
Enajenación participaciones en Sociedades		(129)	
Otros conceptos	7		
Diferencias temporales:			(116)
Con origen en el ejercicio actual			
Enajenación participaciones en Sociedades		(97)	
Otros conceptos	5		
Con origen en ejercicios anteriores			
Fondo de pensiones		(18)	
Otros conceptos		(6)	
Base imponible			165

Las deducciones a la cuota aplicadas en el ejercicio de 2006, y que corresponden básicamente a la deducción por doble imposición por dividendos devengados y plusvalías obtenidas de sociedades de fuera del Grupo Fiscal, han ascendido a 30 millones de euros. También se incluyen ajustes por diferencias impositivas del ejercicio anterior por 5 millones de euros y otras deducciones.

De acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional 4ª del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades aprobado por Real Decreto Legislativo 4/2004 de fecha 5 de marzo (antigua disposición adicional 14ª de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre del Impuesto sobre Sociedades, en la redacción dada por la Ley 24/2001 de 27 de diciembre), no se integraron en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades los beneficios obtenidos en el ejercicio 2002 como consecuencia de la Oferta Pública de Acciones de Enagás, S.A. y los beneficios obtenidos en las ventas realizadas en los ejercicios 2003, 2004, 2005 y 2006, pendientes de integrar hasta que no se transmitan o se den de baja en

el balance los bienes y derechos en los que se ha reinvertido los importes obtenidos de la venta, de acuerdo al siguiente detalle, en millones de euros:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2002	917	917
2003	39	39
2004	292	292
2005	432	432
2006	310	310
Total	1.990	1.990

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.

En los ejercicios 2004 y 2006 se ha reinvertido en otros elementos patrimoniales, el importe de 34,8 millones de euros y 10,5 millones de euros, obtenidos de la venta de otros activos transmitidos en 2001 y 2006 respectivamente.

Al cierre del ejercicio se habían pagado 21 millones de euros a cuenta de la cantidad a desembolsar finalmente por el Impuesto sobre Sociedades.

El importe y las variaciones experimentadas por el Impuesto sobre beneficios anticipado/diferido son:

	Saldo al 1.1.06	Variación	Saldo al 31.12.06
Carga fiscal anticipada:			
Fondo de pensiones	24	(6)	18
Otras provisiones	14	(2)	12
	38	(8)	30
Carga fiscal diferida:			
Enajenación participación en Sociedades	144	34	178
	144	34	178

Debido a la modificación introducida por la Ley 35/2006 de 28 de noviembre, según la cual el tipo general de gravamen del Impuesto sobre Sociedades ha sido modificado pasando del 35% al 32,5 %, para los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2007 y al 30%, para los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2008, al 31 de diciembre de 2006 se han ajustado el importe de los impuestos anticipados y diferidos en función del importe por el que se esperan recuperar o pagar, respectivamente. Los mencionados ajustes han supuesto un efecto neto en la línea de gasto por impuesto sobre sociedades de 4 millones de euros de mayor gasto.

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 determinados conceptos en el Impuesto sobre Sociedades, que fueron firmados en disconformidad.

Tras las alegaciones iniciales presentadas por la Sociedad contra la propuesta de liquidación derivada de las Actas de Disconformidad, la Dependencia de Control Tributario y Aduanero notificó los correspondientes Actos Administrativos de Liquidación. Estas liquidaciones fueron recurridas por la Sociedad ante las instancias oportunas.

Las liquidaciones derivadas de las actas firmadas en conformidad, fueron pagadas dentro del plazo reglamentariamente establecido.

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 deben destacarse el importante número de estimaciones conseguidas relativas a las propuestas fiscales efectuadas.

Los tributos mencionados en los párrafos anteriores son susceptibles de ser inspeccionados por los ejercicios 2003 en adelante. El resto de tributos, son susceptibles de ser inspeccionados por los ejercicios legalmente no prescritos.

Los Administradores de la Sociedad consideran, en consecuencia, que el resultado de estas situaciones no tendrá impacto significativo en las presentes cuentas anuales de la sociedad.

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:

	2006
Ventas de gas natural	1.284
Ventas de energía eléctrica	1.118
Otras ventas	3
Otros servicios	4
	2.409

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	870
Personal administrativo y comercial	257
Profesionales de oficio y personal auxiliar	11
	1.138

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 211 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	1
Dotación	1
Saldo final de la provisión	2

Resultados extraordinarios

Los Resultados extraordinarios positivos corresponden básicamente a las plusvalías generadas por la venta del 7,79% de Enagás, S.A. y a la variación de las provisiones de la cartera de control.

Nota 18. Medio ambiente

Actuaciones medioambientales

Durante el ejercicio 2006 la Sociedad ha continuado realizando actuaciones encaminadas a la minimización del impacto medioambiental.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2006 han alcanzado unas inversiones totales de 6 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas de 22 y 1 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 27 de agosto de 2004 se aprobó el Real Decreto Ley 5/2004, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que tiene como objetivo el ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el Protocolo de Kioto. Las disposiciones del Real Decreto son de aplicación a las

instalaciones susceptibles de generar emisiones de dióxido de carbono en un nivel superior al establecido por su actividad y capacidad, concretamente para el Grupo Gas Natural, como propietario de instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público con potencia térmica nominal superior a 20MW por las instalaciones de Ciclo Combinado.

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 para el Grupo Gas Natural una asignación de 14 millones de toneladas de CO₂.

Las toneladas asignadas, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007 son:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.168	5.853 (*)

(*) Pendiente de transferencia a la cuenta de GAS NATURAL.

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

Nota 19. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Comité de Dirección

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2006, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 4.881 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 2006 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoria y Control (CAyC), Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR) y Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC), ascendió a 3.753 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	500	500	-	12	-	1.012
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	115	115	-	12	-	242
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	115	115	-	-	-	230
D. José Vilarasau Salat	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	115	-	-	12	-	127
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	115	115	1	-	-	231
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Guzmán Solana Gómez	Vocal	115	115	12	-	-	242
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	115	-	12	-	-	127
Caixa d'Estalvis de Catalunya (1)	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Emiliano López Achurra	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	115	-	11	-	-	126
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. José Arcas Romeu	Vocal	115	-	-	-	-	115
		2.340	1.305	36	36	36	3.753

(1) Representada por D. José María Loza Xuriach

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 2006, por aquellos miembros del Consejo de Administración durante el período que han tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, asciende a 1.128 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 190 miles de euros.

Adicionalmente, 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.

Como consecuencia del cese en abril de 2006 de D. Guzmán Solana Gómez como personal directivo, ha percibido una indemnización de 2.566 miles de euros.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2006 por los miembros del Consejo de Administración de GAS NATURAL, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades participadas, asciende a 82 miles de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Enagás, S.A.
D. Salvador Gabarró Serra	61
D. Rafael Villaseca Marco	21

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 2006, 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	Suez
D. Salvador Gabarró Serra Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. Vicepresidente de "la Caixa"	Presidente	—	10 (0,000)	—	—	10,350 (0,001)	—
D. Antonio Brufau Niubó Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. y Presidente de YPF, S.A. Vocal Consejo Administración de Suez, S.A.	Vicepresidente	30.602 (0,007)	—	24.354 (0,002)	—	—	2.222 (0,000)
D. Rafael Villaseca Marco Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Consejero	1.000 (0,000)	356 (0,000)	646 (0,000)	859 (0,000)	636 (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 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 (1,63)	—	—	—
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena Director General Upstream Repsol YPF, S.A. Vicepresidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Vocal	—	—	11.368 (0,001)	—	—	—
D. Emiliano López Achurra	Vocal	—	—	—	—	—	—
D. Guzmán Solana Gómez Presidente Ejecutivo de Maxus Energy Corporation	Vocal	—	—	—	—	—	—
D. Miguel Valls Masada	Vocal	200 (0,000)	—	—	—	—	—
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	—	—	—	—	—	—
D. José Arcas Romeu	Vocal	415 (0,000)	—	—	1.190 (0,000)	—	—
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	100 (0,000)	—	—	—	3.497 (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 2006 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 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 2006 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 3.025 miles de euros, de los cuales, 2.895 miles de euros representan retribuciones a corto plazo, 29 miles de euros corresponden a retribuciones por la pertenencia a Consejos de Administración de otras sociedades participadas y 101 miles de euros representan aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 3.871 miles de euros.

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección tienen cláusulas de compensación o indemnización, que dan derecho a recibir por los beneficiarios:

- una indemnización para cuyo cálculo el tiempo computable no superará, en ningún caso, los 84 meses, y se tendrá en cuenta la retribución fija correspondiente al año de la extinción de la relación laboral, más la retribución variable;
- el importe del fondo de permanencia (concepto retributivo de carácter diferido que tiene la finalidad de recompensar la permanencia en Gas Natural y la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a la jubilación); y
- en el supuesto de que el directivo tenga cumplidos 55 años de edad en la fecha de extinción, tendrá derecho a recibir además el valor del importe de las aportaciones al plan de pensiones, de las aportaciones al premio de permanencia, y del convenio especial con la Seguridad Social desde la fecha de extinción del contrato hasta el cumplimiento de los 65 años de edad.

El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2006, asciende a 3.648 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, y como parte del compromiso de transparencia del Grupo Gas Natural, a continuación se especifican las relaciones contractuales y financieras realizadas en el ejercicio 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 participaciones iguales o superiores al 5%.
- Los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer a algún miembro del Consejo de Administración de GAS NATURAL.
- Cualesquiera otras personas que cumplan las condiciones o requisitos que legal o reglamentariamente se establezcan para ser consideradas como parte vinculada.

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

Transacciones con "la Caixa"

- Financiación de la Oferta. "la Caixa" era una de las entidades financieras que participaban en el crédito de hasta 7.806,0 millones de euros que hubieran sido utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo a recibir por los accionistas de Endesa que hubieran aceptado la Oferta. "la Caixa" hubiera actuado también como agente de pagos en dicho contrato. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a otras veintidós instituciones financieras. El importe del citado crédito se redujo automáticamente hasta 6.367,0 millones de euros tras el ajuste automático de la contraprestación ofrecida en la Oferta que tuvo lugar el día 3 de julio de 2006 como consecuencia del pago del dividendo complementario aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa de febrero de 2006.

- Préstamos sindicados. "la Caixa" mantiene una participación en créditos sindicados de 52,3 millones de euros con vencimiento en el 2007, con un devengo de intereses no pagados de 1,0 millón de euros. Los intereses devengados ascienden a 3,7 millones de euros.

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 200,0 millones de euros en líneas de crédito de los que se ha dispuesto 15,1 millones de euros. Los intereses devengados son 1,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2006.

- Contrato de Crédito Club Deal. "la Caixa" es el banco mediador que coordina el contrato de préstamo de operación colectiva, en el que participa con 10,0 millones de euros.

- Garantías. Las garantías establecidas ascendían a 2,3 millones de euros, con un límite de 16,3 millones de euros.

Además de las garantías antes mencionadas, "la Caixa" otorgó a favor de GAS NATURAL un aval bancario irrevocable con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.

GAS NATURAL ejerce como contragarante en un préstamo que "la Caixa" tiene concedido a Gas Natural BAN, S.A. Los ingresos devengados obtenidos por esta contraprestación ascienden a 2,1 millones de euros.

- Planes de pensiones y seguros del personal. Los importes pagados a diciembre del 2006, a sociedades del Grupo "la Caixa", por la aportación a planes de pensiones y seguros relacionados con el personal ascienden a 6,9 millones de euros.

Se ha adjudicado a VidaCaixa (participada de "la Caixa") la contratación de las pólizas de modalidad vida entera para determinados directivos de GAS NATURAL.

- Participación de "la Caixa" en los Programas EMTN y ECP. Invercaixa Valores es uno de los ocho "dealer" del programa de GAS NATURAL de EMTN (Euro Medium Term Note), así como uno de los cinco "dealer" en el programa ECP (Euro Commercial Paper).

- Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses. A 31 de diciembre de 2006, existían coberturas de tipo de cambio que ascendían a 12,5 millones de euros para pagos futuros en divisas y 300,0 millones de euros para pagos de intereses.

- Plan de Incentivos 2002-2006. El plan de incentivos, para directivos, contratado por GAS NATURAL con "la Caixa", corresponde al del ejercicio 2002, para el que se contrató en dicho ejercicio 279.411 opciones, habiéndose ejercido 5.418 durante el ejercicio 2004 y 136.265 durante 2005. Durante el primer trimestre de 2006 se han ejercitado el resto de opciones, no quedando opciones pendientes de ejercitar a partir de dicha fecha.

- Cuentas bancarias en "la Caixa". A 31 de diciembre de 2006, el importe de efectivo y equivalentes al efectivo no era significativo. Los intereses devengados bajo esta partida ascendieron a 0,2 millones de euros.

- Otros. Otros servicios prestados por empresas del Grupo "la Caixa" ascienden a 1,3 millones de euros a 31 de diciembre de 2006.

- Venta de inmovilizado. En octubre de 2006 GAS NATURAL vendió a "la Caixa" unos locales comerciales sitos en Madrid por un importe de 1,5 millones de euros.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascendieron a 124,4 millones de euros.

Transacciones con Repsol YPF, S.A.

- Compras y ventas. Las adquisiciones de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos ascendieron a 366,5 millones de euros. En esta cifra se incluyen las compras de gas natural licuado (GNL) realizadas para suministro de la planta de ciclo combinado de Cartagena.

Las ventas de gas natural y servicios diversos ascendieron a 8,8 millones de euros a 31 de diciembre de 2006.

Acuerdo para el suministro de gasóleo a la central térmica de ciclo combinado de Arrúbal, por un importe de 2,0 millones de euros.

- Brasil. GAS NATURAL otorgó a Repsol YPF, S.A., un derecho de preferencia para suministrar gas natural en Brasil durante tres años, con un compromiso de pago total, a GAS NATURAL, de 30,0 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10,0 millones de dólares. El primer devengo se realizó en diciembre de 2004, el segundo en diciembre de 2005 y el tercero en diciembre de 2006, por lo que actualmente no existe ninguna cantidad pendiente a 31 de diciembre de 2006.

- Midstream. En el marco de los acuerdos alcanzados en el ámbito del "midstream", GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. han firmado un acuerdo con la compañía armadora Knutsen para la contratación, en la modalidad de Time Charter, de un buque criogénico de 138.000 m³ de capacidad, que ambas compañías destinarán al transporte de gas natural licuado a partir del año 2009. Esta contratación se suma a la realizada, en enero de 2005, para la adquisición de un buque de la misma capacidad, que se construye actualmente en los astilleros de Izar (Sestao), y que será entregado en diciembre de 2007.

En este ámbito, GAS NATURAL y Repsol YPF, S.A. han solicitado ofertas para buques metaneros de nueva construcción de 170.000 m³ y 150.000 m³, al objeto de cubrir las necesidades de transporte futuras.

- Otros. Se ha renovado la adjudicación de los servicios de gestión directa de concursos y compras conjuntas de GAS NATURAL con Repsol YPF, S.A.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascendieron a 116,0 millones de euros.

Transacciones con Caixa d'Estalvis de Catalunya

- Financiación de la Oferta. Caixa d'Estalvis de Catalunya era una de las entidades financieras que participaban en el crédito de hasta 7.806,0 millones de euros que hubieran sido utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo a recibir por los accionistas de Endesa que hubieran aceptado la Oferta. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a veintidós instituciones financieras. El importe del citado crédito se redujo automáticamente hasta 6.367,0 millones de euros tras el ajuste automático de la contraprestación ofrecida en la Oferta que tuvo lugar el día 3 de julio de 2006 como consecuencia del pago del dividendo complementario aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa de febrero de 2006.

- Líneas de crédito. GAS NATURAL tiene 30,0 millones de euros en líneas de crédito, de los que, a 31 de diciembre de 2006, se han dispuesto 1,2 millones de euros. Los intereses devengados ascienden a 0,2 millones de euros.

- Garantías. Las garantías establecidas ascendían a 28,3 millones de euros, con un límite de 60 millones de euros, y a 28,3 millones de euros a 31 de diciembre de 2006.

- Coberturas con relación a pagos de intereses. A 31 de diciembre de 2006, las coberturas de pagos de intereses ascendían a 13,6 millones de euros.

- Cuentas bancarias en Caixa d'Estalvis de Catalunya. El importe a 31 de diciembre de 2006 del efectivo y equivalentes al efectivo no es relevante. Los intereses devengados ascienden a 0,1 millones de euros.

El importe de comisiones e intereses devengados a 31 de diciembre de 2006 ascendía a 0,1 millones de euros.

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascienden a 11,4 millones de euros.

Transacciones con Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)

- Dividendos. Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascienden a 18,8 millones de euros.

Nota 21. Otra información

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 introduce 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. Los aspectos principales son:

- Permite el suministro en mercado libre a los consumidores cualificados, si bien estos tienen derecho a permanecer o a retornar al suministro a tarifa en los términos que establezca la normativa.

- La Ley 34/1998 estableció un calendario por el que los consumidores adquirirían progresivamente la condición de cualificados. Los plazos iniciales se aceleraron y todos los consumidores devinieron cualificados a partir del 1 de enero de 2003.

- Garantiza el acceso regulado a la red para comercializadores y consumidores cualificados, desvinculando la propiedad del uso de las infraestructuras gasistas.

- Obliga a la separación jurídica 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.

- Crea la Comisión Nacional de Energía que absorbe 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.
- Sustituye el régimen de concesiones administrativas para la actividad de distribución por otro de autorizaciones que, tras diversas modificaciones normativas, conceden exclusividad al distribuidor sobre su zona.

Posteriormente, distintas disposiciones legales aceleraron el proceso de liberalización, incluso por encima de lo requerido por la Directiva 98/30/CE. Entre ellos cabe destacar el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

- Designó a Enagás, S.A., como Gestor Técnico del Sistema.
- Limitó a 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica puede tener en Enagás, S.A. Esta limitación ha sido reducida al 5% en virtud de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- 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 considerarán los autoconsumos.
- Estableció un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.

El Real Decreto 949/2001 define las actividades reguladas y los criterios con los que se fija 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 establece una estructura por niveles de presión de suministro y nivel de consumo del cliente.

El Ministerio de Industria Turismo y Comercio es el encargado de establecer las tarifas de venta de gas natural por los distribuidores a los consumidores regulados, los precios de cesión de gas natural de los transportistas a los distribuidores y los peajes y cánones de los servicios de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas.

El nuevo marco se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de las tarifas, 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 Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre ha regulado 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.

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 establece 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.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, avanza en la reforma de los mercados energéticos mediante la adopción de medidas para fomentar un comportamiento más eficiente de los agentes y profundizar en una liberalización ordenada del sector, estableciendo determinadas condiciones para el paso del mercado libre al mercado regulado para cierto tipo de clientes, lo que supone acotar el mercado regulado.

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

La Orden ministerial de 5 de octubre de 2005 aprueba las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

La Orden 4099/2005 de 27 de diciembre del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio actualiza el régimen retributivo de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas en el mercado regulado, distribución, suministro a tarifa de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema.

La Orden Ministerial 4101/2005, de 27 de diciembre, estableció las tarifas aplicables al año 2006, suprimiendo la tarifa de clientes cuyo consumo excede de los 100 GWh anuales (que por tanto deben adquirir gas en el mercado liberalizado).

Con fecha 24 de febrero de 2006 el Consejo de Ministros acordó una serie de cambios regulatorios relacionados con el mercado del gas y la electricidad y aprobó dos anteproyectos de ley para adaptar la legislación española a las Directivas comunitarias de

2003 relativas a los mercados de gas y electricidad. Los cambios propuestos, incluyen las siguientes medidas:

- la desaparición de las tarifas a partir del 1 de enero de 2011 para el mercado de electricidad y del 1 de enero de 2008 para el del gas
- la separación funcional entre actividades reguladas y no reguladas
- la creación de un Suministrador de Último Recurso, nombrado por el Gobierno que atienda a los pequeños clientes industriales y domésticos con el fin de garantizar el suministro en un mercado totalmente liberalizado
- la reducción del límite de la participación que una sociedad pueda tener en Enagás del 5% al 1%; y
- la creación de una Oficina Responsable del Cambio de suministrador que aumente la transparencia y facilite la competencia efectiva.

El Real Decreto Ley 4/2006, que entró en vigor el 28 de febrero de 2006 aumenta los poderes de supervisión de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre operaciones corporativas en el sector energético

El Real Decreto Ley 7/2006 establece un cambio en los criterios de almacenamiento de gas y localización de la capacidad subterránea de almacenamiento, basado en una localización proporcional a las ventas del año anterior en lugar de en un criterio de "primero en llegar-primero en ser servido".

La orden ITC 3992/2006 por la que se establecen las tarifas de gas natural para 2007, incluye en la estructura de la CMP un 24% de gas natural licuado (GNL) con el fin de cubrir la fuerte estacionalidad del mercado regulado, mayoritariamente residencial, que supone una nueva mejora en la formación de precios en el mercado liberalizado, atendiendo a la importancia creciente del GNL en el contexto mundial. Asimismo, en la misma orden se establece la supresión de las tarifas superiores a una presión de 4 bares a partir del 1 de julio de 2007.

La retribución reconocida a GAS NATURAL para el año 2007 es de 1.085,3 millones, lo que representa un incremento del 5,2% sobre la retribución ajustada de 2006 (1.031,0 millones de euros). Los ingresos regulados para 2007 se ven reducidos por los ajustes realizados a la remuneración del 2005 y 2006 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 histórica se ha actualizado de acuerdo con el 85% del IPH alcanzando los 18,5 millones de euros.

Regulación del sector de electricidad en España

La base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que desarrolla la Directiva Europea 96/92/CE (derogada más tarde por la 2003/54/CE) sobre normas comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de Electricidad.

Esta Ley reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización.

Los cambios fundamentales de la Ley 54/1997 con respecto a la anterior organización del sector eléctrico español (Ley de Ordenación del Sector Eléctrico -LOSEN- de diciembre de 1994) son los siguientes:

- No reserva al Estado ninguna actividad integrante del suministro, por lo que desaparece la explotación unificada.
- Reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas.
- Crea la figura de la comercialización de acuerdo con los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente.
- 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 (desarrollado por el Real Decreto 2019/1997).
- Se establece la figura del Operador de Mercado (OMEL) para la gestión económica del mercado y del Operador del Sistema (REE) para la gestión técnica del mismo. Asimismo se crea la figura de la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector eléctrico.
- Considera el transporte y la distribución 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 dichas actividades se fija regulatoriamente y existe una planificación de carácter vinculante.
- Establece el principio de separación jurídica entre actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización).
- Liberaliza progresivamente la comercialización en un plazo de 10 años.

Con respecto al nuevo marco económico del sector, establecido por la Ley 54/1997, 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. Ambas deben asegurar la recuperación de las retribuciones de las actividades reguladas, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional y diferenciadas por el nivel de tensión de suministro y el nivel de consumo del cliente.

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 se estableció con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y designa a la Comisión Nacional de Energía como la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

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.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica y al concepto de garantía de potencia, que es la señal económica para incentivar la construcción de nuevas centrales de generación en el sistema que fija la Administración. Adicionalmente, se reconocen 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.

Por otro lado, la comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

El Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios:

- Establece la total liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero del año 2003 y la desaparición de las tarifas de alta tensión el 1 de enero de 2007.
- Instrumenta nuevas formas de contratación de los comercializadores (contratos bilaterales con el régimen especial y con agentes externos), para aumentar la competencia a través de los comercializadores no integrados en grupos empresariales con unidades de producción en España.
- Obliga a determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo (aquellas con una potencia instalada superior a 50 MW, acogidos al Real Decreto 2366/1994) a que acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes de energía eléctrica.
- Limita el incremento de la capacidad de producción de los grupos eléctricos que ostentan una cuota de mercado superior al 20% (3 años) ó al 40% (5 años).

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de producción eléctrica, así como las relaciones entre las empresas eléctricas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado y tanto para contratos de acceso, como de suministro. Asimismo regula el proceso de las autorizaciones y cierre de instalaciones y la calidad de servicio del suministro.

El Real Decreto 1164/2001 sobre las tarifas de acceso a redes mantiene la estructura binomial de las tarifas, pero establece una nueva estructura simplificando las tarifas domésticas y de uso general y creando una tarifa de tres períodos para alta tensión, además de simplificarlas también.

Además, el Gobierno ha aprobado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA) que asigna los derechos de emisión gratuitos para cada instalación, con el objeto de cumplir con los compromisos del Protocolo de Kyoto.

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio encargó a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, recientemente terminado, y enfocado a ofrecer un diagnóstico del mercado de electricidad e incluir propuestas de reforma sobre aquellos aspectos que considere que necesitan una revisión en profundidad.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, del 11 de marzo, establece una serie de medidas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública. Las medidas tienen en cuenta el futuro Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), incorporando el mercado a plazo en la estructura del mercado de producción. Además, homogeneiza las condiciones entre mercado libre y mercado regulado, exige avales para tramitar autorizaciones de instalaciones de generación, racionaliza el desarrollo de las instalaciones de distribución y obliga a las empresas distribuidoras a difundir mayor información de sus clientes para permitir a las comercializadoras presentar mejores ofertas a sus clientes.

Anualmente se publica un Real Decreto estableciendo la tarifa eléctrica. El Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2006 (modificada por los Reales Decretos 470/2006 y 809/2006). El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2007.

El Real Decreto Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introduce 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. Además, 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 está pendientes de desarrollo reglamentario.

El Real Decreto Ley 7/2006, que entró en vigor el 23 de junio de 2006, introduce ciertas medidas de carácter urgente en el sector energético y modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos. Por lo que respecta al sector de la electricidad, las principales novedades son la desaparición de los costes de transición a la competencia "CTC", un nuevo plan de incentivos al consumo de carbón nacional e incentivos al Régimen Especial (energías renovables y cogeneración), en especial por lo que respecta a la eficiencia mediante la promoción de la cogeneración.

A lo largo de 2007 se espera la aprobación de nuevas normas sobre garantía de potencia, localización eficiente de la generación y un nuevo marco para la remuneración del transporte. También se encuentra pendiente de aprobación un nuevo marco para el Régimen Especial.

Avales

El 31 de diciembre de 2006 la Sociedad ha otorgado avales a sociedades del grupo por importe de 1.589 millones de euros. Asimismo, ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 128 millones de euros por litigios en curso y tráfico comercial de las sociedades del grupo.

La Sociedad estima que los pasivos no previstos al 31 de diciembre de 2006, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Operaciones de cobertura sobre tipos de cambio

Como instrumento de cobertura de ciertas transacciones denominadas en moneda extranjera, la Sociedad ha contratado seguros de cambio por un importe total de 6,8 millones de reales brasileños y 12,4 millones de dólares estadounidenses con vencimiento en el ejercicio 2007.

Al cierre del ejercicio los saldos se ajustan al tipo de cambio asegurado.

Operaciones de cobertura sobre tipos de interés

La Sociedad tiene contratada a 31 de diciembre de 2006 las siguientes operaciones de permuta financiera de tipo de interés:

	Nocional	Vencimiento
De tipo variable a variable	120 millones de euros	2007
De tipo variable a fijo	600 millones de euros	2011

El resultado financiero devengado por estas operaciones se contabiliza en la cuenta de pérdidas y ganancias de acuerdo con las liquidaciones de la permuta financiera.

Otros compromisos contractuales y otra información

A 31 de diciembre de 2006, 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 2007-2030 por un total de 2.430.241 GWh. Todos los contratos incluyen cláusulas del tipo "take or pay".

Durante el ejercicio 2006, la Sociedad ha dispuesto en régimen de "time charter" de 6 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 Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.

En enero de 2005, se contrató conjuntamente con Repsol YPF, S.A. el fletamento en régimen de "time charter" de un buque criogénico para el transporte de GNL con una capacidad de 138.000 m³, estando su entrega prevista a finales de 2007. De acuerdo a este contrato existe un compromiso de alquiler durante un período inicial de veinticinco años desde su entrega con opción de ampliarlo mediante una prórroga de cinco años. Adicionalmente, en abril de 2006, se contrató conjuntamente con Repsol YPF, S.A. el fletamento en régimen de "time charter" de un buque criogénico para el transporte de GNL con una capacidad de 138.000 m³, que entraría en servicio en el año 2009, por un periodo de veinte años.

Las transacciones con empresas del grupo/asociadas ascienden a 2.020 millones de euros en los epígrafes de Ingresos y a 758 millones de euros en Gastos.

Los costes compartidos entre la Sociedad y las otras sociedades gasistas del grupo son objeto de reparto e imputación de acuerdo con criterios basados en parámetros de actividad o generadores de coste.

El propietario del edificio denominado "Torre del Gas", ubicado en la Plaça del Gas, número 1, de Barcelona, es la sociedad participada en un 45% por GAS NATURAL y en un 55 % por Inmobiliaria Colonial, S.A., Torre Marenostum, S.L. Con fecha 1 de marzo de 2006 GAS NATURAL suscribió un contrato de arrendamiento con Torre Marenostum, S.L. por un período de diez años, prorrogable por periodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo por parte de GAS NATURAL y con carácter obligatorio para Torre Marenostum, S.L. A finales del ejercicio 2006, la Sociedad ha procedido a la ocupación del mencionado edificio.

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, entre los que se incluyen las revisiones y auditorías necesarias para el proceso de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A., ascendieron a 1,6 millones 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 0,4 millones de euros.

Nota 22. Acontecimientos posteriores al cierre

Con posterioridad al cierre del ejercicio 2006 no se ha producido hechos relevantes.

Nota 23. Cuadro de financiación

El cuadro de financiación es el siguiente:

CUADRO DE FINANCIACIÓN DEL EJERCICIO
(En millones de euros)

Aplicaciones	2006	2005	Orígenes	2006	2005
Aportación rama actividad ingresos a distribuir	--	220	Recursos procedentes de las operaciones	417	492
Adquisición de inmovilizado:	834	2.825	Ingresos y gastos a distribuir en varios ejercicios	96	25
Inmovilizaciones inmateriales	125	37	Deudas a largo plazo:	209	823
Inmovilizaciones materiales	278	550			
Inmovilizaciones financieras	431	414	De empresas del grupo	205	129
Aportación rama actividad inmovilizaciones financiera:	--	1.824	De otras empresas	4	--
Dividendos del ejercicio anterior	376	317	De proveedores de inmovilizado y otros	--	694
			Enajenación de inmovilizado:	345	2.499
Cancelación o traspaso a corto plazo de deuda a largo plazo:	561	16			
			Inmovilizaciones inmateriales	18	3
De empresas del grupo y asociadas	128	--	Inmovilizaciones materiales	3	1
De entidades de crédito	433	1	Inmovilizaciones financieras	324	431
Aportación rama actividad otras deudas	--	15	Aportación rama actividad inmovilizaciones materiales	--	2.064
			Cancelación anticipada o traspaso a corto plazo de inmovilizaciones financieras:	360	349
Provisiones para riesgos y gastos	11	23			
Aportación rama actividad provisiones riesgos y gastos	--	11	Empresas del grupo	359	338
			Otros	1	11
Total aplicaciones	1.782	3.412	Total orígenes	1.427	4.188
Exceso de orígenes sobre aplicaciones (aumento de capital circulante)	--	776	Exceso de aplicaciones sobre orígenes (disminución del capital circulante)	355	--

Variación del capital circulante	2006		2005	
	Aumentos	Disminuciones	Aumentos	Disminuciones
Existencias	—	75	53	—
Deudores	—	156	62	—
Acreedores	—	276	195	—
Inversiones financieras temporales	150	—	489	—
Tesorería	—	—	—	14
Ajustes por periodificación	2	—	—	3
Variación capital circulante aportación rama	—	—	—	6
Total	152	507	799	23
Variación del capital circulante	—	355	776	—

La conciliación del resultado contable del ejercicio con los recursos procedentes de las operaciones es la siguiente:

	2006	2005
Resultado del ejercicio	743	767
Aumento del resultado:		
- Dotación a las amortizaciones	61	159
- Dotación a la provisión para riesgos y gastos	4	41
- Dotación provisiones de inmovilizado financiero	13	—
- Diferencias negativas de cambio	—	1
- Ingresos y gastos diferidos	—	38
Disminución del resultado:		
- Aplicación provisiones para riesgos y gastos	(36)	(5)
- Beneficios en enajenación del inmovilizado material	(1)	—
- Aplicación provisiones de inmovilizado financiero	—	(114)
- Beneficios en enajenación del inmovilizado financiero	(296)	(395)
- Ingresos y gastos diferidos	(71)	—
TOTAL	417	492

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 23 de febrero de 2007 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 42 ~~hojas~~ números 1 a 42 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas números 43 y 44 que quedan incorporadas como anexo a las Cuentas Anuales de la sociedad.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Njubó
Vicepresidente

~~D. Rafael Villaseca Marco~~
Consejero Delegado

D. José Vilarasau Salat
Consejero

D. Enrique Alcántara-García Irazoqui
Consejero

D. José Luis Jové Vintro
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena
Consejero



D. Guzmán Solana Gómez
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



Gas Natural SDG, S.A.
Ejercicio 2006

INFORME DE GESTIÓN



INFORME DE GESTIÓN DE GAS NATURAL SDG, S.A.

Evolución de la Sociedad en 2006

El beneficio neto se sitúa en 743 millones de euros con una disminución del 3,1% respecto al ejercicio anterior

El importe neto de la cifra de negocios es de 2.409 millones de euros. El 53% de la cifra de negocios corresponde a ventas de gas natural, el 46% a venta de electricidad y el 1% restante a ventas de materiales y otros servicios.

Los recursos procedentes de las operaciones se sitúan en 417 millones de euros. Estos recursos han financiado en parte el plan de inversiones materiales de 278 millones de euros destinados a la construcción de plantas de ciclo combinado.

El Capital social 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 y los Fondos propios se sitúan en 4.878 millones de euros.

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 al fin del ejercicio 2006 de las acciones de GAS NATURAL se situó en 29,99 euros.

El pasado 1 de febrero de 2007 el Consejo de Administración de GAS NATURAL decidió, por unanimidad, no participar en el proceso de concurrencia de ofertas en sobre cerrado por estimarlo desigual y, en consecuencia, desistir de su OPA de adquisición sobre el 100% de Endesa. S.A. En el comunicado explicativo de la posición de la compañía en relación con el proceso de oferta iniciado el 5 de septiembre de 2005, se indica:

“Cumplidos, desde hace tiempo, los trámites administrativos preceptivos, y levantadas finalmente las suspensiones cautelares por la autoridad judicial, se ha acordado el inicio del período de aceptación de las ofertas que compiten por el 100% del capital de Endesa.

Después de más de 16 meses de espera, y una vez que se pueden conocer los datos y condicionantes de la situación, es el momento en que, finalmente y tal como anticipó, GAS NATURAL puede tomar una decisión con respecto a la oferta que formuló el 5 de septiembre de 2005 por Endesa.

Por todo ello, el Consejo de Administración de GAS NATURAL ha decidido por unanimidad no participar en un proceso en el que existen desigualdades y por ello ha acordado desistir de su oferta de adquisición del 100% de las acciones de Endesa.”

Gestión del riesgo financiero

Se han definido las normas y procedimientos para medir, gestionar y hacer un seguimiento de los riesgos financieros. Los riesgos, incluyendo los riesgos de mercado, constituyen un tema de discusión del Comité de Dirección, que establece las reglas

principales y políticas de la gestión de riesgos, y que determina el perfil de riesgo corporativo. Sus conclusiones son presentadas a la Comisión de Auditoría y Control.

Gas Natural está expuesto a varios tipos de riesgo de mercado durante el curso normal del negocio, incluyendo el impacto de cambios en los precios de la materia prima, tipos de interés y tipos de cambio. Se gestiona de modo activo el riesgo de precios de la materia prima, el riesgo de tipos de interés y los riesgos cambiarios, parcialmente mediante derivados financieros. Todas nuestras transacciones en derivados financieros son contratadas a efectos de cobertura.

Riesgo de precios de la materia prima

La Dirección gestiona y mitiga el riesgo de precios de la materia prima a través del seguimiento de la posición neta respecto a dichos bienes, equilibrando las obligaciones de compra y suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural, se gestiona la posición dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando instrumentos financieros de cobertura.

El riesgo de los precios de electricidad corresponde al exceso de electricidad generada por encima de la demanda contractual de los clientes del Grupo en España. En este caso el riesgo de la posición eléctrica es gestionado igualmente a través del seguimiento de la posición neta del margen bruto de generación y mitigando la exposición a la volatilidad del precio de la electricidad a través de coberturas cuando han existido oportunidades de acuerdo a la liquidez del mercado.

Riesgo de tipos 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 en la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos. La tasa de deuda 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 política general de optimización de costes financieros pretende cubrir al menos el 30% de la deuda a un tipo fijo, siendo susceptible de aumentarse este porcentaje en función de los escenarios de tipos proyectados por los diferentes analistas.

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;
- cartera de deuda a largo plazo denominada en monedas que no sean el euro, y
- operaciones e inversiones sustanciales en Latinoamérica, tanto por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado, resultados y repatriación de dividendos.

Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, GAS NATURAL financia, 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, así como los

importes y vencimiento de activos y pasivos que se derivan de las operaciones denominadas en divisas diferentes del euro.

En casos en que dicha política general no se aplique, los riesgos relacionados con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados mediante permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés.

Cada una de las entidades dependientes contrata permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés para cubrir sus activos y pasivos denominados en monedas que no sean su moneda funcional.

Acontecimientos posteriores

Los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se mencionan en la nota 22 de la Memoria.

Perspectivas de futuro

2006 ha sido un año en el que el GAS NATURAL ha seguido evolucionando de acuerdo a las directrices y objetivos establecidos en el Plan Estratégico en vigor (PE 2004-2008).

2007 debería ser un año más de progresión tanto en resultados como en rentabilidad en línea con nuestro Plan Estratégico:

- Se espera que las nuevas condiciones en el mercado de comercialización mayorista y minorista de gas tengan un efecto positivo.
- La contribución del negocio eléctrico debería ir en aumento gracias a la incorporación del nuevo CCGT de Plana del Vent de 800 MW de potencia y la optimización de la cartera de comercialización.
- Se espera que el negocio de distribución continúe ofreciendo un sólido crecimiento gracias al aumento de la remuneración y al buen comportamiento del negocio en Latinoamérica.

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. GAS NATURAL es una empresa global abierta a las oportunidades que le ofrecen la coyuntura mundial y su actual posición nacional e internacional.

El objetivo 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.

En su virtud, la compañía está actualizando su Plan Estratégico, cuyas conclusiones se espera comunicar a los mercados a lo largo de 2007.

GAS NATURAL continuará profundizando en la mejora de su competitividad, incrementando sus esfuerzos para reducir costes.

Con relación a sus recursos humanos GAS NATURAL continuará su política de fomentar el desarrollo de las personas, con permanentes planes formativos y estimulando la comunicación interna para permitir el óptimo desarrollo de todo el potencial profesional y humano de las personas que lo integran.

Actividades de Innovación Tecnológica (Investigación y Desarrollo)

Las actividades de innovación tecnológica desarrolladas por la Sociedad durante 2006 se han concentrado en la evaluación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías gasistas, con el fin de aumentar y mejorar la competitividad del gas natural en diferentes aplicaciones, focalizando el esfuerzo tecnológico en proyectos de alto valor estratégico.

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 2006 Gas Natural SDG, S.A. no dispone de acciones propias.

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 23 de febrero de 2007 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 4 hojas números 1 a 4 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas número 5 y 6 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. José Vilarasau Salat
Consejero

D. Enrique Alcántara García Irazoqui
Consejero

~~D. José Luis Jové Vintó~~
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

~~D. Némesio Fernández-Cuesta~~ Luca de Tena
Consejero

D. Guzmán Solana Gómez
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

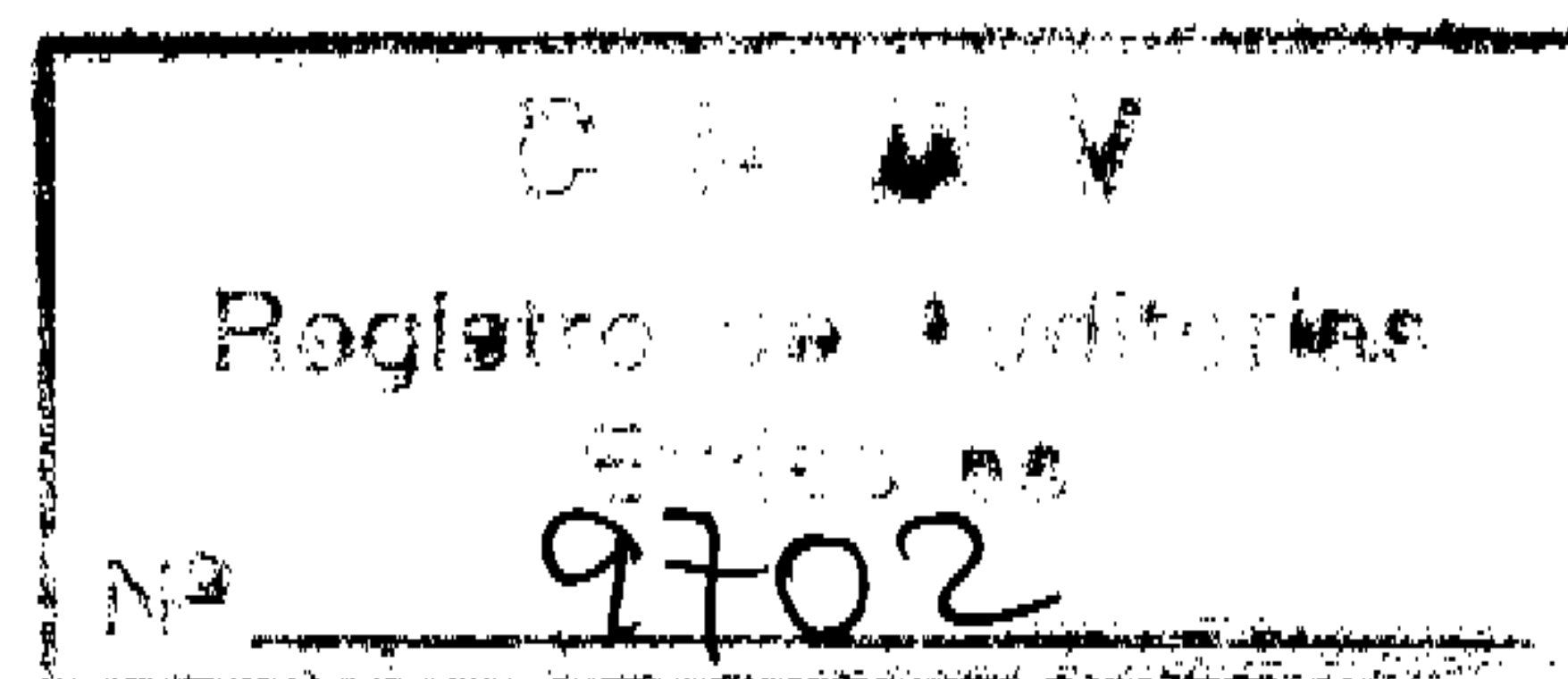
D. Miguel Valls Maseda
Consejero

D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero

D. José Arcas Romeu
Consejero

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

Informe de auditoría,
Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2006 e
Informe de gestión consolidado del ejercicio 2006



INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

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

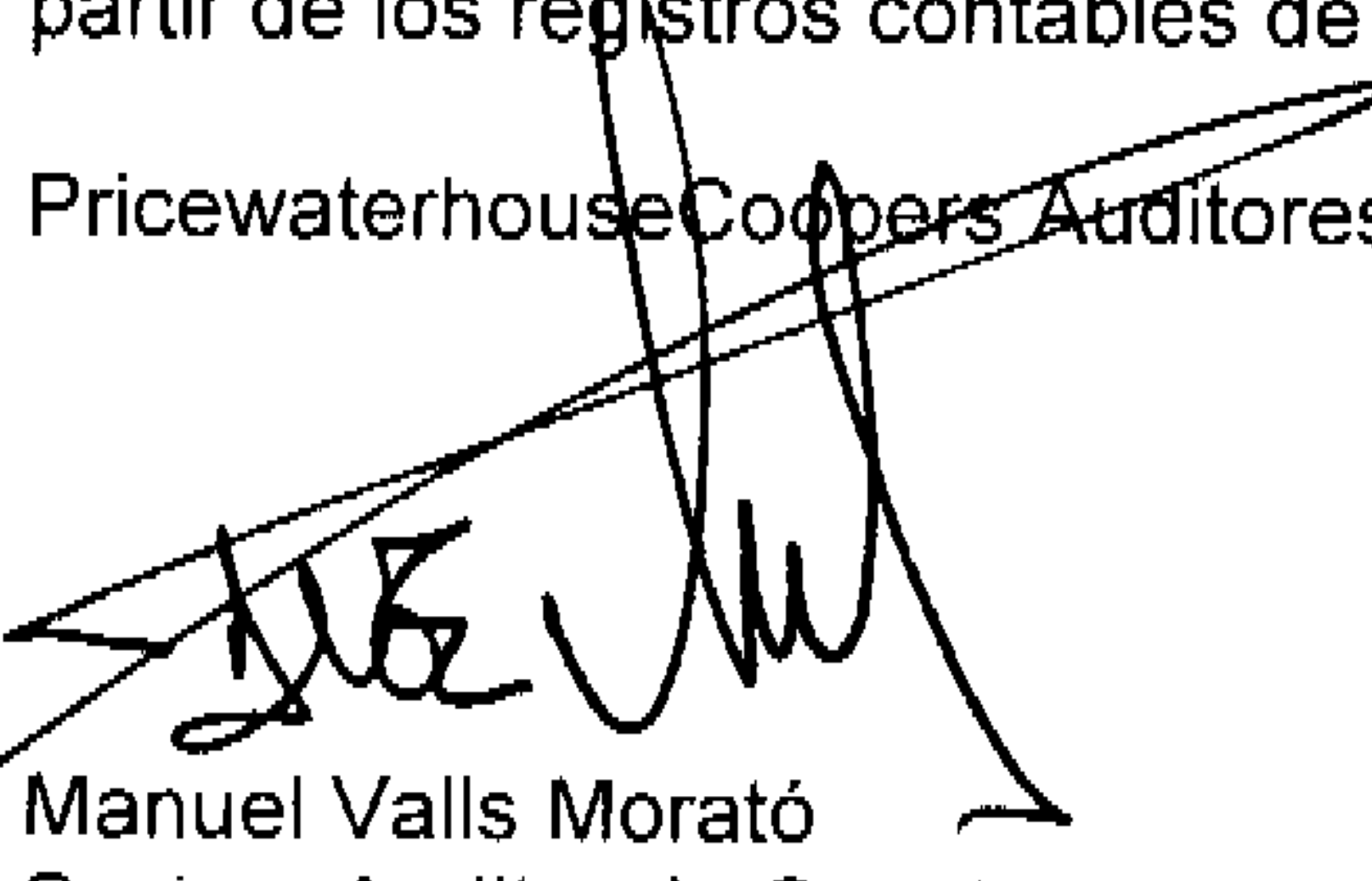
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. (la sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2006, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado consolidado de ingresos y gastos reconocidos en el patrimonio neto consolidado, 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 en el patrimonio neto consolidado, del estado de flujos de efectivo consolidado y de la memoria de las cuentas anuales consolidadas, además de las cifras del ejercicio 2006, las correspondientes al ejercicio anterior. Nuestra opinión se refiere exclusivamente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006. Con fecha 31 de marzo de 2006 emitimos nuestro informe de auditoría acerca de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 en el que expresamos una opinión favorable.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2006 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 2006 y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en los ingresos y gastos reconocidos en el patrimonio neto consolidado 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 2006 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 2006. 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

26 de febrero de 2007



GAS NATURAL
Informe 2006

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Balances de situación
Cuentas de pérdidas y ganancias
Estado de ingresos y gastos reconocidos en el patrimonio neto
Estados de flujos de efectivo
Memoria

GAS NATURAL
Balances de situación consolidados

(en millones de euros)

	31.12.06	31.12.05
ACTIVOS		
Inmovilizado material (Nota 6)	8.106	7.551
Fondo de comercio (Nota 7)	441	456
Otros activos intangibles (Nota 7)	1.188	1.354
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación (Nota 8)	34	32
Activos por impuestos diferidos (Nota 20)	255	223
Activos financieros disponibles para la venta (Nota 9)	368	640
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	20	18
Otros activos financieros no corrientes (Nota 11)	138	194
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.550	10.468
Existencias (Nota 12)	440	456
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 13)	2.130	2.459
Otros activos financieros corrientes (Nota 11)	95	123
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	10	2
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 14)	127	201
Activos clasificados como mantenidos para la venta	3	3
ACTIVOS CORRIENTES	2.805	3.244
TOTAL ACTIVOS	13.355	13.712
PATRIMONIO Y PASIVOS		
Capital social (Nota 15)	448	448
Reservas ajustes por valoración	162	313
Ganancias acumuladas y otras reservas (Nota 15)	4.988	4.539
Diferencias de cambio	54	111
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad	5.652	5.411
Intereses minoritarios	344	355
TOTAL PATRIMONIO	5.996	5.766
Deuda financiera (Nota 16)	2.510	3.223
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	82	81
Otros pasivos no corrientes (Nota 17)	435	467
Provisiones (Nota 18)	367	283
Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 19)	78	82
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 20)	471	450
Ingresos diferidos (Nota 21)	478	433
PASIVOS NO CORRIENTES	4.421	5.019
Deuda financiera (Nota 16)	628	512
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	46	19
Otros pasivos corrientes (Nota 22)	325	378
Provisiones (Nota 18)	8	-
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 23)	1.848	1.867
Pasivos por impuestos sobre las ganancias corrientes	83	151
PASIVOS CORRIENTES	2.938	2.927
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	13.355	13.712

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas



GAS NATURAL
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas

(en millones de euros)

	2006	2005
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 24)	10.348	8.527
Otros ingresos (Nota 25)	124	108
Aprovisionamientos (Nota 26)	(7.418)	(6.150)
Gastos de personal (Nota 27)	(277)	(252)
Dotación a la amortización (Notas 6 y 7)	(592)	(519)
Otros gastos de explotación (Nota 28)	(922)	(745)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	1.263	969
Resultado financiero neto (Nota 29)	(267)	(221)
Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas	5	34
Resultado de la enajenación de participaciones en asociadas y otras inversiones (Notas 8 y 9)	230	286
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	1.231	1.068
Impuesto sobre las ganancias (Nota 20)	(302)	(241)
BENEFICIO DEL EJERCICIO	929	827
Atribuible a:		
Intereses minoritarios	74	78
Accionistas de la sociedad dominante	855	749
	929	827
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas (Nota 15)	1,91	1,67

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

GAS NATURAL**Estados de ingresos y gastos reconocidos en el patrimonio consolidado**
(en millones de euros)

	2006	2005
Resultado neto reconocido directamente en patrimonio	(229)	466
<i>En reservas ajustes por valoración</i>	<i>(152)</i>	<i>296</i>
Activos disponibles para la venta	(184)	341
- Ajustes por valoración (Nota 9)	46	410
- Transferencia al resultado por desinversiones	(230)	(69)
Coberturas de flujos de efectivo	(2)	10
Efecto fiscal (Nota 20)	34	(55)
<i>En ganancias acumuladas y otras reservas</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>
Pérdidas y ganancias actuariales (Nota 19)	(2)	-
<i>En diferencias de cambio</i>	<i>(75)</i>	<i>170</i>
Variación en las diferencias de cambio	(86)	199
Efecto fiscal	11	(29)
Beneficio del ejercicio	929	827
TOTAL INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL EJERCICIO	700	1.293
Atribuible a:		
Intereses minoritarios	56	116
Accionistas de la sociedad dominante	644	1.177

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

GAS NATURAL
Estados de flujos de efectivo consolidados

(en millones de euros)

	2006	2005
Flujos de efectivo de actividades de explotación		
Efectivo generado por las operaciones (Nota 30)	2.147	1.285
Intereses pagados	(308)	(298)
Provisiones pagadas (Notas 18 y 19)	(34)	(32)
Impuestos pagados	(351)	(117)
EFFECTIVO NETO GENERADO POR ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.454	838
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Adquisición de dependientes neta del efectivo adquirido	(35)	(266)
Adquisiciones de inmovilizado material	(1.102)	(1.089)
Adquisiciones de activos intangibles	(57)	(62)
Inversiones en otros activos	(11)	(170)
Ingresos de ventas de inmovilizado material e inmaterial	5	17
Ingresos de venta de asociadas y otras inversiones (Notas 8 y 9)	319	432
Desinversiones en otros activos financieros	34	23
Ingresos diferidos recibidos	95	51
Dividendos cobrados	18	21
Intereses cobrados	24	27
EFFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE INVERSION	(710)	(1.016)
Flujos de efectivo de actividades financieras		
Cobro /(pago) por ampliación/(reducción) de capital	-	(16)
Deuda financiera recibida	370	1.021
Deuda financiera cancelada	(821)	(461)
Dividendos pagados a accionistas de la Sociedad	(376)	(318)
Dividendos pagados a intereses minoritarios	(75)	(50)
Variación otros pasivos y actividades de financiación	111	(28)
EFFECTIVO NETO RECIBIDO POR ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(791)	148
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y otros medios líquidos equivalentes	(27)	25
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	201	206
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo al final del ejercicio (Nota 14)	127	201
VARIACION DE EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LIQUIDOS EQUIVALENTES	(74)	(5)

Las notas adjuntas son parte integrante de estas cuentas anuales consolidadas

MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DE GAS NATURAL DEL EJERCICIO 2006

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 (a través del gasoducto del Magreb-Europa y proyectos integrados de gas natural licuado en Argelia).

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 2005 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 8 de junio de 2006.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2006, que han sido formuladas por el Consejo de Administración con fecha 23 de febrero de 2007, 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.

Oferta Pública de Adquisición de Acciones sobre Endesa

El Consejo de Administración de GAS NATURAL acordó el día 5 de septiembre de 2005, por unanimidad, lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) de acciones sobre el 100% del capital de la sociedad Endesa.

GAS NATURAL obtuvo todas las autorizaciones necesarias para lanzar la OPA. No obstante lo anterior, diferentes acontecimientos motivaron que con fecha 1 de febrero de 2007 y al amparo de la facultad prevista en el artículo 36.1 del Real Decreto 1197/1991, sobre el régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, el Consejo de Administración de GAS NATURAL decidiera por unanimidad desistir de su oferta de adquisición del total de las acciones de Endesa.

En un documento hecho público el mismo 1 de febrero de 2007, la compañía explicó su posición en relación con el proceso.

Nota 2. Resumen de las principales políticas contables

2.1 Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas de GAS NATURAL del ejercicio 2006 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 del Grupo correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2005 fueron las primeras elaboradas de acuerdo con las NIIF-UE.

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 2006, y de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el estado de ingresos y gastos reconocidos en el patrimonio consolidado 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 2006 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 de explotación, 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 intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades 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.

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 las partes.

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. Cuando la participación desciende del 20%, o la consideración conjunta de las diferentes condiciones demuestra la pérdida de dicha influencia, deja de considerarse asociada, y la participación es registrada como disponible para la venta.

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 2006 han sido las siguientes (ver nota 31):

- En el mes de marzo se ha adquirido 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 ha adquirido a la empresa consolidada por el método de la participación, Kromschroeder, 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 pasa a ser del 72%.
- En el mes de julio se ha adquirido una participación adicional del 40,0% en el capital de la sociedad UTE La Energia-SPA, alcanzando el porcentaje de

participación el 100%.

- Se han incorporado al perímetro de consolidación por integración global las sociedades constituidas en el ejercicio Lantarón Energía, 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 ha realizado la venta del 10% de la participación en el capital de la sociedad Gas Natural de Álava, S.A.

- Durante el ejercicio 2006 se ha vendido el 7,79% de la participación en el capital social de Enagás, S.A., por lo que a 31 de Diciembre de 2006 la participación asciende al 5%.

- En el proceso de reestructuración de las participaciones en Italia, se han realizado las siguientes operaciones:

Las sociedad Nettis Impianti S.p.A pasa a denominarse Gas Natural Distribuzione S.p.A, y la sociedad Gas Natural Servizi e Logistica S.p.A pasa a denominarse Gas Natural Italia, S.p.A.

En el mes de julio se realiza 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.

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2005 fueron las siguientes (ver nota 31):

- En el mes de abril se adquirió el 100% del capital social de la sociedad Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (DERSA), sociedad tenedora de un grupo dedicado al desarrollo y a la explotación de parques eólicos. Mediante esta adquisición se incorporaron al perímetro por integración global las sociedades Desarrollo de Energías Renovables, S.A. (100%), Aplicaciones y Proyectos Energéticos, S.A. (100%), Boreas Eólica, S.A. (99,5%), Molinos de Valdebezana, S.A. (59,7%), Boreas Eólicas 2, S.A. (90%), Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A.(100%); por integración proporcional las sociedades Los Castríos, S.A. (33,1%), Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A. (50%), Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A. (36,3%), Molinos del Cidacos, S.A. (50%), Molinos de la Rioja, S.A. (33,3%) y Molinos de Linares, S.A. (24,9%) y por el método de la participación las sociedades Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (20%) y Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (18%).

- En el mes de junio se adquirió una participación adicional del 36,8% en el capital de la sociedad Portal Gas Natural, S.A., alcanzando el porcentaje de participación del 100%.

- En el mes de junio se adquirió una participación adicional del 2,4% en el capital social de la sociedad Corporación Eólica de Zaragoza, S.A. pasando a una participación en el capital del 68%.

- En el mes de julio se vendió el 12,4% de la participación en el capital social de la sociedad CEG Rio, S.A., pasando la participación al 59,6%.

- En el mes de julio se adquirió una participación adicional del 4,24% del capital de la sociedad Burgalesa de Generación Eólica, S.A., pasando la participación al 24,2%.
- Se incorporaron al perímetro de consolidación por integración global las sociedades constituidas en el ejercicio Gas Natural Exploración, S.L., Natural Re, S.A. y Gas Natural Capital Markets, S.A., todas ellas con una participación en su capital del 100% y la sociedad Tratamiento Almazán, S.L. con una participación del 90% y por consolidación proporcional (ver nota 32) la sociedad Repsol-Gas Natural LNG, S.L., participada en un 50%.
- Durante los primeros nueve meses del ejercicio 2005 se vendió el 10,58% de la participación en el capital social de Enagás, S.A., por lo que a 30 de septiembre de 2005 la participación ascendía al 15,55% y a partir de 1 de octubre de 2005 se dejó de aplicar el método de la participación a la inversión en el capital de Enagás, S.A.

Por otro lado, durante el ejercicio 2005 se produjeron las siguientes operaciones societarias entre sociedades del Grupo:

- Con fecha 30 de septiembre de 2005, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó aprobar un proyecto de segregación de las actividades de distribución y de transporte de gas mediante su traspaso en bloque a sus filiales Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Transporte SDG, S.L., respectivamente. Dicha segregación se materializó mediante ampliaciones de capital en ambas sociedades suscritas con la aportación no dineraria de los activos y pasivos de Gas Natural SDG, S.A. que conforman las ramas de actividad de distribución y transporte. Como contrapartida a las aportaciones no dinerarias, Gas Natural Distribución SDG, S.A. emitió acciones por valor de 1.100 millones de euros y Gas Natural Transporte, S.L., por valor de 52 millones de euros, ambas con prima de emisión, siendo todas ellas suscritas por Gas Natural SDG, S.A.
- En el mes de diciembre se produjo la reestructuración de las participaciones en Italia, con las siguientes fusiones por absorción:

Las sociedades Gea S.p.A, Impianti Sicuri, S.r.L, Smedigas S.r.L se fusionaron con Gas Natural Vendita Italia, S.p.A.

La sociedad Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A se fusionó con Nettis Impianti S.p.A.

La sociedad Gas Fondiaria, S.p.A. se fusionó con la sociedad Gas S.p.A.

2.3 Información financiera por segmentos

Un segmento de negocio (segmento principal de GAS NATURAL) es un grupo de activos y operaciones encargados de suministrar 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.

2.4 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 2006 y 2005 han sido:

	31 de diciembre de 2006		31 de diciembre de 2005	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense	1,317	1,255	1,184	1,243
Peso Argentino	4,006	3,833	3,567	3,609
Real Brasileño	2,8157	2,729	2,772	3,037
Peso Mexicano	14,223	13,797	12,585	13,715
Peso Colombiano	2.948,38	2.962,95	2.706,83	2.886,72

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 3 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, amortizándose linealmente de acuerdo con los años de vida útil.

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 33). Las vidas útiles estimadas son:

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33-50
Buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado	30
Instalaciones técnicas (red de distribución y transporte)	20-30
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 y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"), 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 con la actividad de exploración), excluyendo los costes de perforación, se cargan a resultados en el momento en que se producen.

Los costes de perforación se capitalizan pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, 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 originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas, los costes de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para 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 comparan los flujos futuros de caja descontados provenientes de las reservas probadas y no probadas, afectadas estas últimas por un factor de riesgo, con su valor 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.

El fondo de comercio se asigna a las Unidades generadoras de efectivo (UGE) con el propósito de realizar las pruebas de pérdidas por deterioro. Cada UGE representa la inversión de GAS NATURAL para cada segmento de negocio en cada país en que opera (ver nota 2.7).

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 (ver nota 31), 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.

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 sitúan entre el 4% y 14% para las UGE.

2.8 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 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) Préstamos y cuentas a cobrar

Los préstamos y cuentas a cobrar son activos financieros no derivados con pagos 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. Los créditos y cuentas a cobrar se incluyen en Otros activos financieros en el balance (ver nota 11).

Los créditos y cuentas a cobrar 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.

c) Activos financieros disponibles para la venta

Los 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.

2.9 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.

2.10 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.

2.11 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.

2.12 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.

2.13 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 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 el saldo de 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 el saldo de 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.

2.14 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". El impacto de las pérdidas y beneficios actuariales de años anteriores no es significativo.

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 la Sociedad 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 Ingresos diferidos

GAS NATURAL recibe compensaciones por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, reciben directamente las instalaciones de acuerdo con la regulación en vigor.

Los ingresos diferidos corresponden básicamente a:

- Las subvenciones de capital correspondientes a activos que se valoran por el importe concedido.
- Ingresos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales.
- Ingresos por desplazamiento de red a cargo de terceros.
- Activos materiales recibidos sin contraprestación

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.

2.17 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.

2.18 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.

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.

2.19 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.

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 (ver nota 4).

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 consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2002 a 2006, 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 2007. 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.

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.

2.20 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 para realizar las transacciones de cobertura. Asimismo, GAS NATURAL documenta su evaluación, tanto al principio de la cobertura como de manera periódica y constante, para analizar si los derivados utilizados en las transacciones de cobertura son efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de los activos objeto de cobertura.

Los valores razonables de los instrumentos de derivados utilizados a efectos de cobertura se desglosan en la nota 10.

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.

2.21 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 2006 y que han sido adoptados por GAS NATURAL:

- a) NIC 21 (Modificación diciembre 2005), "Inversión neta en un negocio en el extranjero";
- b) NIC 39 (Modificación abril 2005), "Contabilidad de cobertura de flujos de efectivo de transacciones intragrupo previstas";
- c) NIC 39 (Modificación junio 2005), "Opción valor razonable";
- d) NIC 19 (Modificación), "Retribuciones a los empleados"
- e) NIIF6 y NIIF6 (Modificación), "Exploración y evaluación de recursos minerales";
- f) CINIIF 4, "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento"; y
- g) CINIIF 5, "Derechos por la participación en fondos para el desmantelamiento, la restauración y la rehabilitación medioambiental"

La adopción de estas normas no ha tenido impactos significativos sobre estos estados financieros consolidados.

GAS NATURAL ha elegido no aplicar anticipadamente las siguientes normas e interpretaciones:

- a) NIIF 7, "Instrumentos financieros: Información a revelar", que introduce nuevos desgloses para mejorar la información sobre instrumentos financieros.

- b) Modificación complementaria a la NIC 1, "Presentación de estados financieros-información a revelar sobre el capital", que introduce información que permita evaluar los objetivos, políticas y procesos de gestión en relación al capital.
- c) CINIIF 7, "Aplicación del procedimiento de la reexpresión según la NIC 29- Información financiera en economías hiperinflacionarias", que proporciona las pautas sobre cómo aplicar los requisitos de la NIC 29 en el caso de hiperinflación.
- d) CINIIF 8, "Alcance de la NIIF 2, Pagos basados en acciones", que exige la consideración de las transacciones que implican la emisión de instrumentos de patrimonio neto a efectos de determinar si dichas transacciones entran en el alcance de la NIIF 2.
- e) CINIIF 9, "Reevaluación de derivados implícitos", que obliga a evaluar si un derivado implícito se ha de separar del contrato principal y reconocerse como derivado cuando se entra a formar parte del contrato.

Del análisis de las nuevas normas contables e interpretaciones a aplicar a ejercicios que se inicien el 1 de enero de 2007 o con posterioridad a dicha fecha GAS NATURAL no espera que tengan efectos significativos sobre los estados financieros consolidados.

2.22. Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de las cuentas anuales consolidadas requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Los resultados reales podrían ser diferentes de las estimaciones e hipótesis utilizadas. Se relacionan a continuación las normas de valoración que requiere una mayor cantidad de estimaciones:

a) *Provisiones*

Como norma general se registran los pasivos cuando es probable que una obligación dará lugar a un pago. GAS NATURAL evalúa y realiza una estimación de los importes a liquidar en el futuro, incluyendo los correspondientes a impuestos sobre ganancias, obligaciones contractuales, la liquidación de 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 depende en última instancia 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 periodo. 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 elaborados según el plan de negocios aprobado de GAS NATURAL. La tasa de descuento utilizada es el coste medio de capital ponderado.

e) *Planes de pensiones de prestación definida y otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación*

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 y la tasa de descuento utilizada. Además, las hipótesis de la cobertura de la seguridad social son esenciales para determinar otras prestaciones posteriores a la jubilación.

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. 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.

A finales del año 2006 ha sido aprobada la constitución del Comité de Riesgos de GAS NATURAL. Dicho Comité cuenta con la misión de velar por la protección de los intereses de sus órganos de gobierno y grupos de interés a través de:

- La correcta determinación y revisión del perfil de riesgo objetivo de GAS NATURAL, garantizando su congruencia con el posicionamiento estratégico requerido en cada momento
- Garantizar que toda la organización comprenda y acepte su responsabilidad en la identificación, evaluación y gestión de los riesgos más relevantes.

Riesgo de mercado

GAS NATURAL en particular, cuenta con políticas especialmente proactivas en la gestión a la exposición del riesgo de mercado durante el curso normal del negocio, incluyendo el impacto de cambios en los precios de la materia prima, tipos de interés y tipos de cambio. Dicha gestión se realiza parcialmente mediante derivados financieros que son contratados a efectos de cobertura.

a) *Riesgo de precios de la materia prima*

Una parte importante de los gastos operativos de GAS NATURAL están vinculados a la compra de gas natural y de gas natural licuado para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural.

GAS NATURAL gestiona y mitiga el riesgo de precios de la materia prima a través del seguimiento de la posición neta global respecto a dichos bienes, equilibrando las obligaciones de compra y suministro. Cuando no es posible lograr una cobertura natural, se gestiona la posición dentro de parámetros de riesgo razonables, utilizando instrumentos financieros de cobertura.

Especialmente destacable es el efecto que tiene la significativa 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 significativamente superiores a los registrados en los contratos de aprovisionamiento de largo plazo.

b) *Riesgo de tipos de interés*

GAS NATURAL lleva a cabo políticas proactivas de gestión de riesgos de tipo de interés con el objeto de minimizar su impacto negativo en resultados. El objetivo en la gestión del riesgo de tipos de interés es mantener un equilibrio entre la deuda variable y fija que permita reducir los costes de la deuda financiera dentro de los parámetros de riesgo establecidos. La tasa de deuda 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.

c) *Riesgo de tipo de cambio*

Los riesgos de GAS NATURAL en tipos de cambio de divisas corresponden principalmente a:

- Contravalor de los flujos de caja asociados a compraventa de materias primas denominados en moneda funcional diferente del euro.
- Cartera de deuda a largo plazo denominada en monedas que no sean el euro.
- Operaciones e inversiones en monedas que no sean el euro, por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado, resultados y repatriación de dividendos.

A 31 de diciembre de 2006, aproximadamente un 21,5% de los beneficios de explotación que obtiene GAS NATURAL procedieron de sus compañías latinoamericanas, siendo generados en las respectivas monedas locales. Por tanto su contravalor está sujeto a la volatilidad de la paridad de dichas divisas contra el euro.

Para mitigar los riesgos inherentes a la volatilidad de dichas divisas frente al euro, GAS NATURAL financia, en la medida de lo posible, sus inversiones en la moneda

local. Asimismo se 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.

En casos en que dicha política general no se aplique, los riesgos relacionados con las inversiones en monedas que no sean la moneda funcional son gestionados mediante permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés.

Riesgo de crédito

GAS NATURAL no tiene concentraciones significativas de riesgo de crédito.

Existen políticas para asegurar 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 y/o se emplean mecanismos de cobertura pertinentes.

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.

Nota 4. 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 introduce 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. Los aspectos principales son:

- Permite el suministro en mercado libre a los consumidores cualificados, si bien éstos tienen derecho a permanecer o a retornar al suministro a tarifa en los términos que establezca la normativa.
- La Ley 34/1998 estableció un calendario por el que los consumidores adquirirían progresivamente la condición de cualificados. Los plazos iniciales se aceleraron y todos los consumidores devinieron cualificados a partir del 1 de enero de 2003.
- Garantiza el acceso regulado a la red para comercializadores y consumidores cualificados, desvinculando la propiedad del uso de las infraestructuras gasistas.
- Obliga a la separación jurídica 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.
- Crea la Comisión Nacional de Energía que absorbe 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.
- Sustituye el régimen de concesiones administrativas para la actividad de distribución por otro de autorizaciones que, tras diversas modificaciones normativas, conceden exclusividad al distribuidor sobre su zona.

Posteriormente, distintas disposiciones legales aceleraron el proceso de liberalización, incluso por encima de lo requerido por la Directiva 98/30/CE. Entre ellos cabe destacar el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, que:

- Designó a Enagás, S.A., como Gestor Técnico del Sistema.
- Limitó a 35% la participación accionarial que una misma persona física o jurídica puede tener en Enagás, S.A. Esta limitación ha sido reducida al 5% en virtud de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- 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 considerarán los autoconsumos.
- Estableció un nuevo régimen retributivo, de tarifas, peajes y cánones y de liquidación.

El Real Decreto 949/2001 define las actividades reguladas y los criterios con los que se fija 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 establece una estructura por niveles de presión de suministro y nivel de consumo del cliente.

El Ministerio de Industria Turismo y Comercio es el encargado de establecer las tarifas de venta de gas natural por los distribuidores a los consumidores regulados, los precios de cesión de gas natural de los transportistas a los distribuidores y los peajes y cánones de los servicios de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas.

El nuevo marco se basa en la recaudación de las retribuciones establecidas para cada actividad del sistema mediante la aplicación de las tarifas, 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 Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre ha regulado 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.

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 establece 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.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, avanza en la reforma de los mercados energéticos mediante la adopción de medidas para fomentar un comportamiento más eficiente de los agentes y profundizar en una liberalización ordenada del sector, estableciendo determinadas condiciones para el paso del mercado libre al mercado regulado para cierto tipo de clientes, lo que supone acotar el mercado regulado.

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

La Orden ministerial de 5 de octubre de 2005 aprueba las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

La Orden 4099/2005 de 27 de diciembre del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio actualiza el régimen retributivo de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas en el mercado regulado, distribución, suministro a tarifa de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema.

La Orden Ministerial 4101/2005, de 27 de diciembre, estableció las tarifas aplicables al año 2006, suprimiendo la tarifa de clientes cuyo consumo excede de los 100 GWh anuales (que por tanto deben adquirir gas en el mercado liberalizado).

Con fecha 24 de febrero de 2006 el Consejo de Ministros acordó una serie de cambios regulatorios relacionados con el mercado del gas y la electricidad y aprobó dos anteproyectos de Ley para adaptar la legislación española a las Directivas comunitarias de 2003 relativas a los mercados de gas y electricidad. Los cambios propuestos incluyen las siguientes medidas:

- la desaparición de las tarifas a partir del 1 de enero de 2011 para el mercado de electricidad y del 1 de enero de 2008 para el del gas
- la separación funcional entre actividades reguladas y no reguladas
- la creación de un Suministrador de Último Recurso, nombrado por el Gobierno que atienda a los pequeños clientes industriales y domésticos con el fin de garantizar el suministro en un mercado totalmente liberalizado
- la reducción del límite de la participación que una sociedad pueda tener en Enagás del 5% al 1%; y
- la creación de una Oficina Responsable del Cambio de suministrador que aumente la transparencia y facilite la competencia efectiva.

El Real Decreto Ley 4/2006, que entró en vigor el 28 de febrero de 2006, aumenta los poderes de supervisión de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre operaciones corporativas en el sector energético

El Real Decreto Ley 7/2006 establece un cambio en los criterios de almacenamiento de gas y localización de la capacidad subterránea de almacenamiento, basado en una localización proporcional a las ventas del año anterior en lugar de en un criterio de "primero en llegar-primero en ser servido".

La orden ITC 3992/2006 por la que se establecen las tarifas de gas natural para 2007 incluye en la estructura de la CMP un 24% de gas natural licuado (GNL) con el fin de cubrir la fuerte estacionalidad del mercado regulado, mayoritariamente residencial, que supone una nueva mejora en la formación de precios en el mercado liberalizado, atendiendo a la importancia creciente del GNL en el contexto mundial. Asimismo, en la misma orden se establece la supresión de las tarifas superiores a una presión de 4 bares a partir del 1 de julio de 2007.

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.

Recientemente, en Argentina, el gobierno ha aprobado 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. El mencionado decreto se encuentra, no obstante, pendiente de desarrollo.

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 base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que desarrolla la Directiva Europea 96/92/CE (derogada más tarde por la 2003/54/CE) sobre normas comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de Electricidad.

Esta Ley reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización.

Los cambios fundamentales de la Ley 54/1997 con respecto a la anterior organización del sector eléctrico español (Ley de Ordenación del Sector Eléctrico - LOSEN- de diciembre de 1994) son los siguientes:

- No reserva al Estado ninguna actividad integrante del suministro, por lo que desaparece la explotación unificada.
- Reconoce el derecho a la libre instalación de plantas generadoras y establece una planificación indicativa que tiene como objeto facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de las empresas.
- Crea la figura de la comercialización de acuerdo con los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente.
- 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 (desarrollado por el Real Decreto 2019/1997).
- Se establece la figura del Operador de Mercado (OMEL) para la gestión económica del mercado y del Operador del Sistema (REE) para la gestión técnica del mismo. Asimismo se crea la figura de la Comisión Nacional de Energía, como órgano regulador del sector eléctrico.
- Considera el transporte y la distribución 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 dichas actividades se fija regulatoriamente y existe una planificación de carácter vinculante.
- Establece el principio de separación jurídica entre actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización).
- Liberaliza progresivamente la comercialización en un plazo de 10 años.

Con respecto al nuevo marco económico del sector, establecido por la Ley 54/1997, 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. Ambas deben asegurar la recuperación de las retribuciones de las actividades reguladas, han de ser únicas e iguales en todo el territorio nacional y diferenciadas por el nivel de tensión de suministro y el nivel de consumo del cliente.

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 se estableció con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y designa a la Comisión Nacional de Energía como la responsable de realizar las liquidaciones reguladas.

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.

La retribución de la actividad no regulada de generación se hace con base a los precios del mercado de producción eléctrica y al concepto de garantía de potencia, que es la señal económica para incentivar la construcción de nuevas centrales de generación en el sistema que fija la Administración. Adicionalmente, se reconocen 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.

Por otro lado, la comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

El Real Decreto Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios:

- Establece la total liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero del año 2003 y la desaparición de las tarifas de alta tensión el 1 de enero de 2007.
- Instrumenta nuevas formas de contratación de los comercializadores (contratos bilaterales con el régimen especial y con agentes externos), para aumentar la competencia a través de los comercializadores no integrados en grupos empresariales con unidades de producción en España.
- Obliga a determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo (aquellas con una potencia instalada superior a 50 MW, acogidos al Real Decreto 2366/1994) a que acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes de energía eléctrica.
- Limita el incremento de la capacidad de producción de los grupos eléctricos que ostentan una cuota de mercado superior al 20% (3 años) ó al 40% (5 años).

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de producción eléctrica, así como las relaciones entre las empresas eléctricas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado y tanto para contratos de acceso, como de suministro. Asimismo regula el proceso de las autorizaciones y cierre de instalaciones y la calidad de servicio del suministro.

El Real Decreto 1164/2001 sobre las tarifas de acceso a redes mantiene la estructura binomial de las tarifas, pero establece una nueva estructura simplificando las tarifas domésticas y de uso general y creando una tarifa de tres períodos para alta tensión, además de simplificarlas también.

Además, el Gobierno ha aprobado el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA) que asigna los derechos de emisión gratuitos para cada instalación, con el objeto de cumplir con los compromisos del Protocolo de Kyoto.

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio encargó a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, recientemente terminado, y enfocado a ofrecer un diagnóstico del mercado de electricidad e incluir propuestas de reforma sobre aquellos aspectos que considere que necesitan una revisión en profundidad.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 5/2005, del 11 de marzo, establece una serie de medidas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública. Las medidas tienen en cuenta el futuro Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), incorporando el mercado a plazo en la estructura del mercado de producción. Además, homogeneiza las condiciones entre mercado libre y mercado regulado, exige avales para tramitar autorizaciones de instalaciones de generación, racionaliza el desarrollo de las instalaciones de distribución y obliga a las

empresas distribuidoras a difundir mayor información de sus clientes para permitir a las comercializadoras presentar mejores ofertas a sus clientes.

Anualmente se publica un Real Decreto estableciendo la tarifa eléctrica. El Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2006 (modificada por los Reales Decretos 470/2006 y 809/2006). El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2007.

El Real Decreto Ley 3/2006, que entró en vigor con fecha 1 de marzo de 2006, introduce 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. Además, 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 está pendientes de desarrollo reglamentario.

El Real Decreto Ley 7/2006, que entró en vigor el 23 de junio de 2006, introduce ciertas medidas de carácter urgente en el sector energético y modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos. Por lo que respecta al sector de la electricidad, las principales novedades son la desaparición de los costes de transición a la competencia "CTC", un nuevo plan de incentivos al consumo de carbón nacional e incentivos al Régimen Especial (energías renovables y cogeneración), en especial por lo que respecta a la eficiencia mediante la promoción de la cogeneración.

A lo largo de 2007 se espera la aprobación de nuevas normas sobre garantía de potencia, localización eficiente de la generación y un nuevo marco para la remuneración del transporte. También se encuentra pendiente de aprobación un nuevo marco para el Régimen Especial.

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.

Nota 5. Información financiera por segmentos

a) *Formato principal de presentación de información por segmentos: segmentos del 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 y Puerto Rico 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:

	<u>Distribución de gas</u>				<u>Electricidad</u>			<u>M&M UP&MID</u>	<u>Otros</u>	<u>Ajustes de consolidación</u>	<u>TOTAL</u>	
<u>2006</u>	<u>España</u>	<u>Latino- américa</u>	<u>Italia</u>	<u>Total</u>	<u>España</u>	<u>P.Rico</u>	<u>Total</u>					
INCN segmentos (*)	2.154	1.557	164	3.875	1.348	159	1.507	6.346	285	146	(1.811)	10.348
INCN entre segmentos (*)	(541)	-	(38)	(579)	(66)	-	(66)	(881)	(163)	(122)	1.811	-
INCN 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 asociadas y otras inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230
Beneficios antes de impuestos y minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.231
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(302)
Beneficio del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	929

	Distribución de gas				Electricidad			M&M	UP&MID	Otros	Ajustes de consolidación	TOTAL
2005	España	Latino-américa	Italia	Total	España	P.Rico	Total					
INCN segmentos (*)	1.993	1.420	124	3.537	926	133	1.059	5.774	262	135	(2.240)	8.527
INCN entre segmentos (*)	(509)	-	-	(509)	(304)	-	(304)	(1.166)	(157)	(104)	2.240	-
INCN consolidado (*)	1.484	1.420	124	3.028	622	133	755	4.608	105	31	-	8.527
EBITDA (*)	778	317	27	1.122	90	62	152	61	176	8	-	1.519
Dotación a la amortización	(256)	(78)	(21)	(355)	(44)	(16)	(60)	(5)	(48)	(51)	-	(519)
Dotación a provisiones	(5)	(10)	-	(15)	(1)	(2)	(3)	(10)	-	(3)	-	(31)
Beneficio de explotación	517	229	6	752	45	44	89	46	128	(46)	-	969
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(221)
Participación en el resultado de las asociadas	3	-	-	3	1	-	1	-	-	30	-	34
Resultado de la enajenación asociadas y otras inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	286
Beneficios antes de impuestos y minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.068
Impuesto de sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(241)
Beneficio del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	827

(*) INCN 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 31.12.06				
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
A 31.12.05				
Distribución de gas	7.139	25	(1.795)	619
Electricidad	2.352	7	(237)	796
Upstream & Midstream	552	-	(33)	27
Mayorista y Minorista	2.006	-	(1.086)	16
Otros	236	-	(88)	75
Total	12.285	32	(3.239)	1.533

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 1.089 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y a 1.395 millones de euros a 31 de diciembre 2005.

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 4.021 millones de euros a diciembre de 2006 y a 4.707 millones de euros a diciembre de 2005.

La inversión incluye el inmovilizado material (ver nota 6) y los activos intangibles (ver nota 7).

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 EE.UU. 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:

	2006	2005
España	7.566	6.002
Resto de Europa	466	419
Latinoamérica	1.557	1.420
Puerto Rico	159	133
EE.UU.	600	553
Total	10.348	8.527

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 31.12.06	A 31.12.05
España	8.794	8.623
Resto de Europa	526	676
Latinoamérica	2.093	2.151
Puerto Rico	259	315
Magreb	594	552
Total	12.266	12.317

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 31.12.05
España	812	913
Resto de Europa	72	68
Latinoamérica	120	197
Puerto Rico	8	4
Magreb	102	6
Total	1.114	1.188

Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2006 y 2005 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 1.1.05									
Coste bruto	194	352	6.921	567	36	-	411	831	9.312
Fondo de amortización	(68)	(15)	(2.439)	(81)	(4)	-	(184)	-	(2.791)
Valor neto contable	126	337	4.482	486	32	-	227	831	6.521
Valor neto contable a 1.1.05	126	337	4.482	486	32	-	227	831	6.521
Diferencias de conversión	5	-	175	20	-	-	17	28	245
Combinaciones de negocio (Nota 31)	-	-	-	-	147	-	-	23	170
Inversión	7	-	483	17	5	-	40	573	1.125
Desinversión	(1)	-	(5)	-	(1)	-	(5)	(1)	(13)
Dotación a la amortización	(6)	(12)	(326)	(39)	(8)	-	(35)	-	(426)
Reclasificaciones y otros	3	-	90	384	7	-	(5)	(550)	(71)
Valor neto contable a 31.12.05	134	325	4.899	868	182	-	239	904	7.551
A 31.12.05									
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)	(128)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	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	6.164	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

Los buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado fueron adquiridos en virtud de contratos de arrendamiento financiero (ver nota 17).

En febrero de 2006 se ha iniciado la operación comercial de la planta de ciclo combinado de Cartagena (Murcia).

En exploración y desarrollo se incluye a 31 de diciembre de 2006 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 44 millones de euros y Costes de exploración por 35 millones de euros.

Los intereses intercalarios activados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2006 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 18 millones de euros (23 millones de euros a 31 de diciembre de 2005). Los intereses intercalarios en el ejercicio 2006 representan el 7,4 % del total de los costes financieros por endeudamiento neto (10,8 % para el ejercicio correspondiente a 31 de diciembre de 2005).

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2006 incluye inversiones realizadas en plantas de ciclo combinado en Plana del Vent (Tarragona), que ascienden a 374

millones de euros (189 millones de euros a 31 de diciembre de 2005), cuya puesta en marcha se estima para el primer semestre de 2007 y en Málaga, que ascienden a 46 millones de euros (3 millones de euros a 31 de diciembre de 2005), cuya puesta en marcha se estima para el segundo semestre de 2008, así como las inversiones realizadas en la planta de licuefacción de gas en Argelia, a través de la sociedad participada en un 32% El Andalus LNG, SPA.

GAS NATURAL mantiene a 31 de diciembre de 2006 compromisos de inversión por 181 millones de euros, básicamente por la construcción de plantas de generación eléctrica por ciclos combinados.

Asimismo, existen dos buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 138.000 m³ cada uno que actualmente se encuentran en construcción y que estarán en régimen de arrendamiento financiero conjuntamente con Repsol YPF, S.A. Se estima que estos nuevos buques estarán operativos en 2007 y 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 7. Activos intangibles

El movimiento producido en los ejercicios 2006 y 2005 en los activos intangibles es el siguiente:

	Concesiones y otros derechos de uso	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado inmaterial	Subtotal	Fondo de comercio	Total
A 1.1.05						
Coste bruto	961	256	110	1.327	334	1.661
Fondo de amortización	(214)	(156)	(3)	(373)	-	(373)
Valor neto contable	747	100	107	954	334	1.288
Valor neto contable a 1.1.05	747	100	107	954	334	1.288
Diferencias de conversión	137	2	-	139	30	169
Combinaciones de negocio y otros (Nota 31)	68	-	176	244	95	339
Inversión	2	46	15	63	-	63
Desinversión	-	-	1	1	-	1
Dotación a la amortización	(51)	(36)	(6)	(93)	-	(93)
Reclasificaciones y otros	40	6	-	46	(3)	43
Valor neto contable a 31.12.05	943	118	293	1.354	456	1.810
A 31.12.05						
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 (Nota 31)	-	-	-	-	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

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

- El derecho de uso del gasoducto Magreb-Europa que asciende a 431 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 (510 millones de euros a 31 de diciembre de 2005). Este derecho finalizará en 2021 y podrá ser renovado.
- Concesión de distribución de gas en el área metropolitana de Río de Janeiro que asciende a 208 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 (220 millones de euros a 31 de diciembre de 2005). La concesión finalizará en 2027 y podrá ser renovada.
- Concesión de distribución de gas en el sur del estado de Sao Paulo que asciende a 157 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 (167 millones de euros a 31 de diciembre de 2005). 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 96 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 (176 millones de euros a 31 de diciembre de 2005). La variación respecto al ejercicio anterior obedece a la reclasificación al inmovilizado material de los parques que han entrado en funcionamiento.

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 31.12.06				A 31.12.05		
	Distribución de gas	Electricidad	UP&MID	Total	Distribución de gas	Electricidad	Total
España	-	118	2	120	-	118	118
Italia	135	-	-	135	135	-	135
Puerto Rico	-	129	-	129	-	143	143
México	33	-	-	33	38	-	38
Brasil	24	-	-	24	22	-	22
	192	247	2	441	195	261	456

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2006 y 2005. Del análisis del deterioro del fondo de comercio realizado no se dedujo que fuera probable que surgiese ningún deterioro en un período futuro.

Nota 8. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento en los ejercicios 2006 y 2005 de las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación es el siguiente:

A 1.1.05	297
Combinaciones de negocios (Nota 31)	4
Desinversiones	(114)
Participación en el resultado del ejercicio	34
Dividendos recibidos	(16)
Reclasificaciones (Nota 9)	(174)
Otros	1
A 31.12.05	32
Participación en el resultado del ejercicio	5
Dividendos recibidos	(1)
Reclasificaciones (Nota 9)	(3)
Otros	1
A 31.12.06	34

Las desinversiones en el ejercicio 2005 incluyen la venta de acciones en Enagás, S.A. del 10,58% a 30 de septiembre de 2005. Consecuencia de estas desinversiones con fecha 1 de octubre 2005 se deja de aplicar el método de la participación a la inversión en el capital de Enagás, S.A., reclasificando dicha participación a activos financieros disponibles para la venta.

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 deja de aplicar el método de la participación a la inversión en dicha sociedad, reclasificando dicha participación a activos financieros disponibles para la venta.

El desglose de las asociadas considerando activo, pasivo e ingresos de las sociedades y la participación en el resultado de las asociadas para GAS NATURAL es el siguiente:

	País	Activo	Pasivo	% participación
A 31.12.05				
Torre Marenstrum, S.L.	España	72	52	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	18	7	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	127	104	35,0%
Enervent, S.A.	España	28	24	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	11	9	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	13	5	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	13	8	18,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	33	9	10,0%
A 31.12.06				
Torre Marenstrum, 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%

	País	Ingreso	Resultado	% participación
A 31.12.05				
Torre Marenstrum, S.L.	España	-	-	45,0%
Kromschroeder, S.A.	España	22	-	42,5%
Gas Aragón, S.A.	España	66	3	35,0%
Enervent, S.A.	España	7	1	26,0%
Burgalesa Eólica, S.A.	España	2	-	24,2%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	5	-	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	4	-	18,0%
Gas Natural de Alava, S.A.	España	25	-	10,0%
Enagás, S.A. ⁽¹⁾	España	484	30	-
A 31.12.06				
Torre Marenstrum, 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. ⁽²⁾	España	21	-	10,0%

⁽¹⁾ La cuenta de resultados incluye en la línea de Participación en el resultado de las asociadas el beneficio de Enagás, S.A. hasta el 30 de septiembre de 2005.

⁽²⁾ 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 2006 ninguna de las compañías asociadas cotiza en Bolsa.

Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ha sido consolidada aplicando el método de la participación a pesar de que el porcentaje de participación a 31 de diciembre de 2006 se sitúa por debajo del 20%, ya que GAS NATURAL tiene una representación significativa en la gestión de esta sociedad.

Nota 9. Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2006 y 2005 de los activos financieros disponibles para la venta es el siguiente:

A 1.1.05	150
Aumentos	5
Desinversiones	(104)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	2
Diferencias de conversión	3
Reclasificaciones (Nota 8)	174
Ajuste a valor razonable	410
A 31.12.05	640
Aumentos	1
Desinversiones	(319)
Diferencias de conversión	(2)
Reclasificaciones (Nota 8)	3
Ajuste a valor razonable	46
Otros	(1)
A 31.12.06	368

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

	A 31.12.06
Participaciones cotizadas	210
Participaciones no cotizadas	132
Fondo de inversión (Nota 19)	26
	368

A partir de 1 de octubre de 2005, la participación en Enagás, S.A. se considera en Activos financieros disponibles para la venta habiéndose producido desinversiones hasta el cierre del ejercicio 2005, por importe de 102 millones de euros, que generaron un beneficio neto de 60 millones de euros reduciendo las reservas de ajustes por valoración. Durante el ejercicio 2006 se han producido desinversiones por el 7,79% de la participación en el capital de Enagás, S.A. por 310 millones de euros, que han generado un beneficio neto de 194 millones de euros, reduciendo las reservas de ajustes por valoración. Según el valor de cotización de Enagás, S.A. a 31 de diciembre de 2006 de 17,62 euros por acción (15,82 euros por acción a 31 de diciembre de 2005), la valoración de la participación asciende a 210 millones de euros (483 millones de euros a 31 de diciembre de 2005).

De acuerdo a lo dispuesto en la Disposición Adicional Vigésima de la Ley 34/98 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos modificada por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás, S.A. en una proporción superior al 5% del capital social o de los derechos de voto de la entidad.

A 31 de diciembre de 2006 la participación de GAS NATURAL en Enagás, S.A. era del 5% (12,79% a 31 de diciembre de 2005).

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

Se recoge también en este epígrafe, la participación del 9,38% en el capital del Naturgas Energía Grupo, S.A.

Las inversiones disponibles para la venta correspondientes a valores no cotizados para las que no se ha podido fijar el valor razonable se valoran al coste. No obstante, en base a la información pública disponible (últimas cuentas anuales) no existen indicios de deterioro sobre estos activos.

Nota 10. Instrumentos financieros derivados

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

	A 31.12.06		A 31.12.05	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados no cobertura	1	-	1	-
- Tipo de interés	1	-	1	-
Instrumentos financieros derivados de cobertura	19	82	17	81
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	68	3	55
Cobertura flujos de caja				
- Tipo de interés	19	12	3	26
- Tipo de cambio	-	-	11	-
- Otras (precio materia prima)	-	2	-	-
Instrumentos financieros derivados no corrientes	20	82	18	81
Instrumentos financieros derivados de cobertura	10	46	2	19
Cobertura flujos de caja				
- Tipo de interés	-	1	-	-
- Tipo de cambio	-	18	-	1
- Otras (precio materia prima)	10	27	2	18
Instrumentos financieros derivados corrientes	10	46	2	19
Total	30	128	20	100

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2006 es el siguiente:

a) Operaciones de cobertura de precios de la materia prima:

A 31 de diciembre 2006 se había contratado una cobertura de precios de gas natural denominados en dólares estadounidenses por un importe agregado de 40 millones de dólares con un valor razonable negativo de 15 millones de euros. Asimismo existen posiciones de cobertura de precios de gas natural denominadas en euros por 65 millones de euros con un valor razonable negativo de 4 millones de euros. Existen también coberturas de las compras de gas para los clientes industriales y comerciales de México por un importe de 55 millones de dólares estadounidenses, sin impacto en el valor razonable.

b) Operaciones de cobertura sobre tipos de interés:

Las siguientes tablas facilitan información sobre los derivados de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2006 e incluyen contratos de permutas de tipos de interés y opciones sobre tipos de interés. Para las permutas las tablas muestran los importes nominales y los tipos de interés ponderados que resultan de los mismos según el vencimiento previsto. Los importes nominales son aplicados para calcular los pagos contractuales a intercambiar según los contratos. Se describen las operaciones desglosadas por las monedas aplicables presentando el importe equivalente en euros al correspondiente tipo de interés compuesto por el tipo de referencia y el diferencial medio ponderado. Los flujos de efectivo de los instrumentos están denominados en la moneda indicada.

		Vencimiento previsto						
Contratos de permuta de tipo de interés	Total	2007	2008	2009	2010	2011	2012 y siguientes	Valor razonable
(en millones, excepto porcentajes)								
Variable a Variable								
Importe Ncional (EUR)	120	120	-	-	-	-	-	1
Tipo medio de pago (EUR)		Euribor 6m-0,10%	-	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 6m+0,375%	-	-	-	-	-	
Variable a Fijo								
Importe Ncional (EUR)	621	2	1	1	2	601	14	17
Tipo medio de pago (EUR)		3,83%	3,21%	3,21%	3,21%	3,40%	3,24%	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	
Importe Ncional (MXN)	3.000	2.000	1.000	-	-	-	-	
Tipo medio de pago (MXN)		7,75%	9,99%	-	-	-	-	(2)
Tipo medio de cobro (MXN)		TIE 28 días	TIE 28 días	-	-	-	-	
Importe Ncional (USD)	189	11	13	13	52	13	87	(10)
Tipo medio de pago (USD)		6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	
Tipo medio de cobro (USD)		Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	
Importe Ncional (EUR)	6	4	-	-	-	2	-	-
Tipo medio de pago (EUR)		Fijo creciente/ Euribor 3m	-	-	-	Fijo creciente/ Libor 6m	-	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 3m	-	-	-	Euribor 3m	-	
Importe Ncional (EUR)	200	-	-	200	-	-	-	1
Tipo medio de pago (EUR)		-	-	3,67%	-	-	-	
Tipo medio de cobro (EUR)		-	-	Euribor 3m	-	-	-	
Importe Ncional (ARS)	113	-	113	-	-	-	-	(1)
Tipo medio de pago (ARS)		-	11,4%	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (ARS)		-	CER	-	-	-	-	

Opción sobre tipos de interés	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2007	2008	2009	2010	2011	2012 y siguientes	
Collar								
Importe Ncional (EUR)	45	5	5	15	5	2	13	-
CAP de compra (EUR)		5,01%	5,01%	5,18%	4,72%	4,93%	4,99%	
FLOOR de venta (EUR)		3,11%	3,11%	3,41%	2,81%	2,85%	2,90%	
Collar con barreras								
Importe Ncional (EUR)	4	-	1	-	-	-	3	-
CAP de compra (EUR)		4,74%	4,74%	4,74%	4,74%	4,74%	4,74%	
FLOOR de venta (EUR)		Knock-in	Knock-in	Knock-in	Knock-in	Knock-in	Knock-in	

c) Operaciones de cobertura sobre tipo de cambio:

A continuación se desglosan las permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés que había contratadas a 31 de diciembre de 2006:

Permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distinto tipos de interés	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2007	2008	2009	2010	2011	2012 y siguiente	
		(en millones, excepto porcentajes)						
Variable a Variable								
Importe Ncional (BRL)	99	18	81	-	-	-	-	(21)
Tipo medio de pago (BRL)		103% CDI	103% CDI	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		Libor +2,65%	Libor +2,65%	-	-	-	-	
Variable a Fijo								
Importe Ncional (BRL)	197	74	63	58	1	1	-	(46)
Tipo medio de pago (BRL)		113% CDI	113% CDI	112% CDI	129% CDI	129% CDI	-	
Tipo medio de cobro (USD)		US +6,94%	US +7,48%	US +7,61%	US +10,59%	US +10,59%	-	
Importe Ncional (BRL)	25	15	10	-	-	-	-	(1)
Tipo medio de pago (BRL)		CDI +1,70%	CDI +1,70%	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		US +6,29%	US +6,00%	-	-	-	-	
Importe Ncional (USD)	58	-	-	58	-	-	-	-
Tipo medio de pago (ARS)		-	-	14,3%	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		-	-	Libor 6m	-	-	-	

		Vencimiento previsto						
Contratos a plazo de divisas	Total						2012 y siguientes	Valor
		2007	2008	2009	2010	2011		razonable
(en millones, excepto tipos de cambio)								
Importe Ncional (USD)	1.127	1.127	-	-	-	-	-	(18)
Tipo medio de cambio (EUR/USD)		1,29	-	-	-	-	-	
Importe Ncional (BRL)	19	19	-	-	-	-	-	
Tipo medio de cambio (EUR/BRL)		3,00	-	-	-	-	-	

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2005 es el siguiente:

a) Operaciones de cobertura de precios de la materia prima:

A 31 de diciembre 2005 se había contratado una cobertura de precios de gas natural denominados en dólares estadounidenses por un importe agregado de 233 millones de dólares con un valor razonable negativo de 15 millones de euros. Asimismo existen posiciones de cobertura de precios de gas natural denominadas en euros con vencimiento escalonado hasta febrero 2007 por valor de 7 millones de euros.

Adicionalmente a 31 de diciembre de 2005 se mantienen posiciones de cobertura de precios de electricidad por valor de 35 millones de euros, con vencimiento escalonado durante el año 2006 y que presentan un valor razonable negativo de 1 millón de euros.

b) Operaciones de cobertura sobre tipos de interés:

Las siguientes tablas facilitan información sobre los derivados de cobertura existentes a 31 de diciembre de 2005 e incluyen contratos de permutas de tipos de interés, contratos a plazo sobre tipos de interés y opciones sobre tipos de interés. Para las permutas y contratos a plazo, las tablas muestran los importes ncionales y los tipos de interés ponderados que resultan de los mismos según el vencimiento previsto. Los importes ncionales son aplicados para calcular los pagos contractuales a intercambiar según los contratos. Se describen las operaciones desglosadas por las monedas aplicables presentando el importe equivalente en euros al correspondiente tipo de interés compuesto por el tipo de referencia y el diferencial medio ponderado. Los flujos de efectivo de los instrumentos están denominados en la moneda indicada.

Contratos de permuta de tipo de interés	Vencimiento previsto						2011 y siguientes	Valor razonable
	Total	2006	2007	2008	2009	2010		
	(en millones, excepto porcentajes)							
Variable a Variable								
Importe Nocial (EUR)	120	-	120	-	-	-	-	1
Tipo medio de pago (EUR)		-	Euribor 6m-0,10%	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (EUR)		-	Euribor 6m+ 0,38%	-	-	-	-	
Variable a Fijo								
Importe Nocial (EUR)	469	2	2	1	1	1	462	(7)
Tipo medio de pago (EUR)		3,90%	3,81%	3,01%	3,01%	3,01%	3,46%	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	
Importe Nocial (MXN)	2.000	1.000	-	1.000	-	-	-	(3)
Tipo medio de pago (MXN)		9,81%	-	9,99%	-	-	-	
Tipo medio de cobro (MXN)		TIE 28 días	-	TIE 28 días	-	-	-	
Importe Nocial (USD)	198	9	11	13	13	52	100	(15)
Tipo medio de pago (USD)		6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	6,383%	
Tipo medio de cobro (USD)		Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	Libor 3m	
Importe Nocial (EUR)	8	2	4	-	-	-	2	-
Tipo medio de pago (EUR)		Fijo/Euribor 3m	Fijo creciente/Euribor 3m	-	-	-	Fijo creciente /Libor 6m	
Tipo medio de cobro (EUR)		Euribor 3m	Euribor 3m	-	-	-	Euribor 3m	

Opción sobre tipos de interés	Total	Vencimiento previsto						Valor razonable
		2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	
(en millones, excepto porcentajes)								
Collar								
Importe Nocial (EUR)	50	5	4	5	15	5	16	(1)
CAP de compra (EUR)		5,00%	5,01%	5,01%	5,18%	4,72%	5,00%	
FLOOR de venta (EUR)		3,10%	3,11%	3,11%	3,41%	2,81%	2,91%	
Collar con barreras								
Importe Nocial (EUR)	4	-	-	-	-	-	4	-
CAP de compra (EUR)		-	-	-	-	-	5,00%	
FLOOR de venta (EUR)		-	-	-	-	-	Knock in	

c) Operaciones de cobertura sobre tipo de cambio:

A continuación se desglosan las permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distintos tipos de interés que había contratadas a 31 de diciembre de 2005:

Permutas financieras de pagos en distintas divisas y con distinto tipos de interés	Vencimiento previsto						Valor razonable
	Total	2006	2007	2008	2009	2010 y 2011 y siguientes	
(en millones, excepto porcentajes)							
Variable a Variable							
Importe Nocial (EUR)	127	127	-	-	-	-	3
Tipo medio de pago (EUR)		Euribor 3m + 0.33%	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		Libor 3m + 0.30%	-	-	-	-	
Importe Nocial (BRL)	117	18	18	81	-	-	(18)
Tipo medio de pago (BRL)		111,5%CDI	103,0%CDI	103,0%CDI	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		LIBOR2,65%	LIBOR2,65%	LIBOR2,65%	-	-	
Variable a Fijo							
Importe Nocial (BRL)	213	35	63	59	56	-	(37)
Tipo medio de pago (BRL)		110,3% CDI	111,6%CDI	111,6%CDI	111,6% CDI	-	
Tipo medio de cobro (USD)		5,38%	7,3%	7,3%	7,3%	-	
Importe Nocial (BRL)	8	8	-	-	-	-	
Tipo medio de pago (BRL)		2,25% CDI	-	-	-	-	
Tipo medio de cobro (USD)		1,00%	-	-	-	-	
Importe Nocial (USD)	58	-	-	-	58	-	3
Tipo medio de pago (ARS)		-	-	-	14.30%	-	
Tipo medio de cobro (USD)		-	-	-	Libor 6m	-	

		Vencimiento previsto						
							2011 y	Valor
Contratos a plazo de divisas	Total	2006	2007	2008	2009	2010	siguientes	razonable
			(en millones, excepto tipos de cambio)					
Importe nocial (USD)	1.296	1.296	-	-	-	-	-	10
Tipo medio de cambio (EUR/USD)		1,2	-	-	-	-	-	
Importe nocial (BRL)	25	25	-	-	-	-	-	-
Tipo medio de cambio (EUR/BRL)		3,07	-	-	-	-	-	

Nota 11. Otros activos financieros

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2006 y 2005 se muestra a continuación:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Créditos comerciales	78	120
Otros créditos	7	14
Fianzas y depósitos	53	60
Otros activos financieros no corrientes	138	194
Créditos comerciales	89	95
Otros	6	28
Otros activos financieros corrientes	95	123
Total otros activos financieros	233	317

El desglose por vencimientos a diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.06	A 31.12.05
Antes de 1 año	95	123
Entre 1 año y 5 años	83	109
Más de 5 años	55	85
Total otros activos financieros	233	317

Los tipos de interés correspondientes (7,5% 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 tanto, la diferencia entre su valor razonable y su valor contable no es materialmente distinta.

Otros activos financieros no corrientes

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

Otros activos financieros corrientes

En otros activos financieros corrientes se incluyen principalmente los créditos por la venta de instalaciones de calefacción y gas financiadas a corto plazo, así como 10 millones de dólares estadounidenses a percibir de Repsol YPF, S.A. a cambio del otorgamiento de un derecho preferente para determinados suministros de gas en Brasil a 31 de diciembre de 2005, que se han cancelado en 2006.

Nota 12. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Materiales y otras existencias	60	39
Gas natural y gas natural licuado	380	417
Total	440	456

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

Nota 13. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Clientes	1.969	2.214
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (1)	80	63
Provisión por depreciación de deudores	(153)	(129)
Deudores comerciales	1.896	2.148
Otros deudores	93	135
Administraciones públicas	116	104
Ajustes por periodificación	25	72
Total	2.130	2.459

(1) Grupo Repsol YPF

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

A 1.1.05	(106)
Dotación neta del ejercicio	(23)
A 31.12.05	(129)
Dotación neta del ejercicio	(48)
Bajas	17
Diferencias de conversión y otros	7
A 31.12.06	(153)

Nota 14. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Tesorería	70	106
Inversiones a corto plazo (España y Resto de Europa)	19	71
Inversiones a corto plazo (Latinoamérica)	38	24
Total	127	201

Las inversiones a corto plazo son muy líquidas (menos de 10 días) y con un tipo de interés efectivo ponderado de 5,5% en diciembre de 2006 (4,3% en diciembre de 2005).

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

- España: 4,4% en diciembre 2006 y 4,5% en diciembre 2005.
- Latinoamérica: 7,6% en diciembre 2006 y 8% en diciembre 2005.

Nota 15. Patrimonio

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

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad						Total Patrimonio
	Capital Social	Reservas ajustes por valoración	Ganancias acumuladas y otras reservas	Diferencias de cambio	Subtotal	Intereses minoritarios	
Balance a 1.1.05	448	17	4.127	(21)	4.571	220	4.791
Dividendo	-	-	(336)	-	(336)	(52)	(388)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio neto	-	296	749	132	1.177	116	1.293
Adquisición de intereses minoritarios	-	-	(1)	-	(1)	(3)	(4)
Reducción de capital en dependientes	-	-	-	-	-	(18)	(18)
Venta de participaciones en el ejercicio	-	-	-	-	-	2	2
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	90	90
Balance a 31.12.05	448	313	4.539	111	5.411	355	5.766
Dividendo	-	-	(403)	-	(403)	(66)	(469)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio neto	-	(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

Capital social

El capital social está constituido por:

(en millones)	Número de acciones	Acciones ordinarias	Total
A 1.1.05	448	448	448
A 31.12.05	448	448	448
A 31.12.06	448	448	448

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 30 de abril de 2002, 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.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 8 de junio del 2006, autoriza al mismo para que en el plazo máximo de 5 años, pueda 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.

Asimismo, y por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el día 8 de junio de 2006, el Consejo de Administración fue autorizado para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos que acuerde la Junta General y con los límites legalmente establecidos, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General de 20 de abril de 2005.

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 2006 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 29,99 euros (23,66 euros a 31 de diciembre de 2005). 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 2006 asciende a 1,84 pesos por acción (1,75 pesos por acción a 31 de diciembre de 2005).

Las participaciones directas e indirectas más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2006 y 2005 son las siguientes:

	Participación en el capital social %	
	31.12.06	31.12.05
- Grupo "la Caixa"	33,06	33,06
- Grupo Repsol YPF	30,85	30,85
- Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA)	5,00	5,00
- Chase Nominees Ltd (1)	4,84	5,03
- Caixa d'Estalvis de Catalunya	3,03	3,03

- (1) Chase Nominees Ltd., en calidad de persona interpuesta al actuar por cuenta de sus clientes ha comunicado que ninguno de sus clientes se encuentra a su vez obligado a comunicar participación significativa alguna al no ostentar participaciones superiores al 5% o sus múltiplos (clientes no residentes en paraísos fiscales) o superiores al 1% (clientes residentes en paraísos fiscales).

Ganancias acumuladas y otras reservas:

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

	A 31.12.06
a) Reserva legal	90
b) Reserva estatutaria	68
c) Reserva de revalorización	225
d) Reserva para redenominación en Euros	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 31.12.06	A 31.12.05
Beneficio atribuible a accionistas de la sociedad	855	749
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (millones)	448	448
Ganancias por acción (en euros):		
- Básicas	1,91	1,67
- Diluidas	1,91	1,67

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

Dividendos

El Consejo de Administración acordó el 25 de noviembre de 2005 distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2005 de 0,31 euros brutos por acción, por importe total de 139 millones de euros, pagado a partir del 10 de enero de 2006.

La Junta General de Accionistas celebrada el 8 de junio del 2006 aprobó abonar un total de 0,84 euros por acción con cargo a los resultados del 2005 y, en consecuencia el reparto de un dividendo a pagar en julio del 2006 de 237 millones de euros (0,53 euros por acción).

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 24 de noviembre de 2006, el pago de un dividendo de 0,37 euros por acción, a cuenta de los resultados del ejercicio 2006 por un total de 166 millones de euros. La fecha de pago del dividendo a cuenta fue el pasado día 9 de enero de 2007.

Con fecha 23 de febrero de 2007, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de un aumento del 16,7% en el dividendo y abonar un total de 0,98 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2006.

La propuesta de distribución del beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. correspondiente al ejercicio 2006, que el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas para su aprobación, es la siguiente:

Base de reparto	
Pérdidas y ganancias	
	743
Distribución	
A reserva voluntaria	304
A dividendo	439

Nota 16. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es la siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables no corrientes	769	554
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros no corrientes	1.741	2.669
Instrumentos financieros derivados (Nota 10)	80	81
Deuda financiera no corriente	2.590	3.304
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables corrientes	43	56
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros corrientes	585	456
Deuda financiera corriente	628	512
Total	3.218	3.816

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.06	A 31.12.05	A 31.12.06	A 31.12.05
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	769	554	798	612
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	1.741	2.669	1.821	2.750

El valor razonable de créditos 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 2006 y a 31 de diciembre de 2005 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares.

A 31 de diciembre de 2006, GAS NATURAL tiene líneas de crédito por una cantidad total 1.622 millones de euros (1.187 millones de euros a 31 de diciembre de 2005), de las cuales 1.492 millones de euros no están dispuestas (650 millones de euros a 31 de diciembre de 2005).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera consolidada bruta por instrumento a 31 de diciembre de 2006 y a 31 de diciembre de 2005 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012 y siguientes	Total
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

	2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2005:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	-	-	-	-	525	-	525
Variable	56	13	16	-	-	-	85
Bancos institucionales							
Fija	81	74	153	74	41	-	423
Variable	34	36	34	34	33	63	234
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	88	11	88	62	14	628	891
Variable	253	431	193	130	38	613	1.658
Total fija	169	85	241	136	580	628	1.839
Total variable	343	480	243	164	71	676	1.977
Total	512	565	484	300	651	1.304	3.816

En el caso de no considerar el impacto del derivado financiero, el desglose entre deuda financiera a tipo fijo y a tipo variable en "Bancos comerciales y otros pasivos financieros" sería: a tipo fijo 10 millones de euros en 2006 (4 millones de euros en 2005) y a tipo variable 1.829 millones de euros en 2006 (2.464 millones de euros en 2005). Asimismo en "Emisión de obligaciones y otros valores negociables" el desglose para el año 2006 sería: a tipo fijo 530 millones de euros y a tipo variable 281 millones de euros.

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta por monedas a 31 de diciembre de 2006 y a 31 de diciembre de 2005 y su perfil de vencimiento.

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

A 31 de diciembre de 2005:	2006	2007	2008	2009	2010	2011 y siguientes	Total
Deuda denominada en euros	110	317	11	-	527	1.033	1.998
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	133	134	120	163	89	218	857
Peso mejicano	177	-	240	-	-	-	417
Real brasileño	56	90	87	88	35	53	409
Peso colombiano	36	24	26	-	-	-	86
Peso argentino	-	-	-	49	-	-	49
Total	512	565	484	300	651	1.304	3.816

La deuda financiera en euros soportó a 31 de diciembre de 2006 un tipo de interés efectivo medio del 4,14% (3,71% a 31 diciembre de 2005) y deuda financiera en

moneda extranjera soportó un tipo de interés efectivo medio del 10,40% (11,20% a 31 de diciembre de 2005) 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 2006 no hay cantidad alguna dispuesta y a 31 de diciembre de 2005 estaba pendiente un principal de 25 millones de euros.

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. A 31 de diciembre de 2006 estaba pendiente un principal total de 725 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 el principal emitido era de 525 millones de euros.

Deuda con entidades de crédito para el Gasoducto Magreb-Europa (bancos institucionales). 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 2006, 322 millones de dólares estadounidenses (245 millones de euros) del préstamo BEI y 160 millones de dólares estadounidenses (121 millones de euros) del préstamo Instituto de Crédito Oficial (ICO) estaban pendientes. El vencimiento medio de esta deuda es de 2,1 años.

A 31 de diciembre de 2005, quedaban pendientes los importes de 410 millones de dólares estadounidenses (346 millones de euros) del préstamo con el BEI y 200 millones de dólares estadounidenses (169 millones de euros) con el Instituto de Crédito Oficial (ICO). El vencimiento medio de esta deuda es de 2,4 años.

Deuda con entidades de crédito europeas (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2006, estas deudas corresponden a 600 millones de euros por el préstamo sindicado "Club Deal" con vencimiento en 2011 y a un préstamo sindicado de 120 millones de euros con 14 instituciones financieras españolas con vencimiento en 2007, así como 79 millones de euros de líneas de crédito dispuestas con distintas entidades.

A 31 de diciembre de 2005, incluyen el préstamo sindicado "Club Deal" de 600 millones de euros que vence en 2011, un préstamo sindicado con 14 entidades financieras españolas que vence en 2007 de 120 millones de euros, un préstamo bilateral que vence en 2007 de 50 millones de euros y a deudas por un importe total de 33 millones de euros con un grupo de bancos italianos. Se incluyen también líneas de crédito dispuestas por 428 millones de euros.

Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales/institucionales). A 31 de diciembre de 2006, la deuda en Latinoamérica ascendió a 908 millones de euros con una amplia gama de instituciones financieras, de las cuales el 39% estaban garantizadas por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es el siguiente: 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.

A 31 de diciembre de 2005, la deuda en Latinoamérica contratada con una amplia gama de entidades financieras asciende a 1.029 millones de euros (incluyendo los 97 millones de euros en líneas de crédito en México descritas anteriormente). El 47% de esta deuda ha sido garantizada por la matriz. El desglose geográfico de las deudas latinoamericanas es como sigue: Argentina, 118 millones de euros; México, 417 millones de euros; Colombia, 86 millones de euros y Brasil, 408 millones de euros. Se incluyen en México 97 millones de líneas de crédito dispuestas. Toda la deuda latinoamericana está denominada en moneda local excepto en el caso de Argentina, donde está denominada principalmente en dólares estadounidenses.

Operadoras de parques de generación eólica (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2006, las operadoras de parques eólicos DERSA y Gas Natural Eólica (antes denominada Sinia XXI) tenían 121 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos. Más del 88% de esta deuda vence en o después del 2010.

A 31 de diciembre de 2005, las operadoras de parques eólicos DERSA y Gas Natural Eólica (antes Sinia XXI) tenían 184 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos.

Puerto Rico (bancos comerciales). A 31 de diciembre de 2006, la deuda asociada con la planta de ciclo combinado y la planta de regasificación en Puerto Rico asciende a 214 millones de euros, incluyendo 11 millones de euros en líneas de créditos dispuestas. El 69% de esta deuda vence en o después de 2011.

A 31 de diciembre de 2005, esta deuda ascendía a 252 millones de euros, incluyendo 12 millones de euros en líneas de crédito dispuestas.

Nota 17. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2006 y 2005 se muestra a continuación:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	312	322
Otros pasivos (2)	83	107
Fianzas y depósitos	40	38
Total	435	467

(1) Deuda por contratos de arrendamiento financiero

En 2003, GAS NATURAL adquirió dos buques criogénicos para el 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 31.12.06			A 31.12.05		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	29	(2)	27	29	(2)	27
Entre 1 y 5 años	116	(24)	92	116	(24)	92
Más de 5 años	517	(297)	220	540	(310)	230
Total	662	(323)	339	685	(336)	349

(2) 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 LP, se ostenta a través de la sociedad Buenergía. Dicha sociedad está participada en un 95% por Invergás 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
2007	13
2008	16
2009	15
Más de 5 años	48
Total	92

Nota 18. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2005 y 2006 es:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Provisiones no corrientes	367	283
Provisiones corrientes	8	-
Total	375	283

El movimiento de las provisiones no corrientes es el siguiente:

A 1.1.05	200
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Dotaciones	46
– Reversiones	(4)
Pagos en el ejercicio	(8)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	4
Reclasificaciones y otros	45
A 31.12.05	283
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados	
– Dotaciones	109
– Reversiones	(40)
Pagos en el ejercicio	(22)
Combinaciones de negocio (Nota 31)	10
Reclasificaciones y otros	27
A 31.12.06	367

El movimiento de las provisiones corrientes es el siguiente:

A 31.12.05	-
Dotaciones con cargo a resultados	8
A 31.12.06	8

Nota 19. 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 1.1.05	52	36	88
Dotaciones con cargo a resultados	3	4	7
Pagos en el ejercicio	(7)	(17)	(24)
Traspasos	-	1	1
Diferencias de conversión	10	-	10
A 31.12.05	58	24	82
Dotaciones con cargo a resultados	7	-	7
Pagos en el ejercicio	(9)	(3)	(12)
Diferencias de conversión	(1)	-	(1)
Otros movimientos reconocidos directamente en patrimonio	2	-	2
A 31.12.06	57	21	78

a) **Provisiones para pensiones y obligaciones similares**

Desglose por país	A 31.12.06	A 31.12.05	A 1.1.05
España (1)	21	19	20
Brasil (2)	31	35	28
Italia	4	4	4
Méjico	1	-	-
Total	57	58	52

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

A 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, 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 31.12.06	A 31.12.05	A 1.1.05
Valor actual de obligaciones consolidadas	166	172	174
Valor razonable de los activos del plan	(168)	(169)	(170)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	23	23	23
Coste de servicios pasados no reconocido	-	-	-
Otros movimientos	-	(7)	(7)
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	21	19	20

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 31.12.06	A 31.12.05
Coste de servicio del ejercicio	2	2
Coste de intereses	7	8
Rendimiento previsto de los activos del plan	(6)	(7)
Coste de servicios pasados	-	-
Cargo total en cuenta de resultados	3	3

El rendimiento real sobre activos del plan durante el ejercicio 2006 fue de 7 millones de euros.

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

A 1.1.05	20
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(4)
A 31.12.05	19
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	3
Contribuciones pagadas	(6)
Dotaciones contra ganancias acumuladas y otras reservas	5
A 31.12.06	21

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Tipo de descuento (anual)	4,5%	4,0%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	4,5%	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 ibxxx 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 2006 y a 31 de diciembre de 2005, 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 31.12.06	A 31.12.05	A 1.1.05
Valor actual de obligaciones consolidadas	70	70	51
Valor razonable de los activos del plan	(59)	(54)	(37)
Valor actual de obligaciones no consolidadas	20	19	12
Coste de servicios pasados no reconocido	-	-	(7)
Otros movimientos	-	-	9
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	31	35	28

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

	A 31.12.06	A 31.12.05
Títulos	28,46%	27,00%
Bonos	64,62%	67,00%
Terrenos	6,92%	6,00%
Total	100,00%	100,00%

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

	A 31.12.06	A 31.12.05
Coste de servicio del ejercicio	-	-
Coste de intereses	10	8
Rendimiento previsto de los activos del plan	(6)	(5)
Otros	-	(3)
Cargo total en cuenta de resultados	4	-

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

A 1.1.05	28
Diferencias de cambio	10
Contribuciones pagadas	(3)
A 31.12.05	35
Diferencias de cambio	(1)
Dotación con cargo a la cuenta de resultados	4
Contribuciones pagadas	(3)
Dotaciones contra ganancias acumuladas y otras reservas	(4)
A 31.12.06	31

Las principales hipótesis actuariales anuales fueron las siguientes:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Tipo de descuento (anual)	6,00%	6,00%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (anual)	6,00%	6,00%
Incrementos futuros de salario (anual)	1,50%	1,50%
Incrementos futuros de pensiones (anual)	0,00%	0,00%
Tipo de inflación (anual)	4,50%	4,50%
Tabla de mortalidad	GAM - 83	GAM - 83

b) Otras provisiones relativas a obligaciones con el personal

GAS NATURAL inició una reducción voluntaria de plantilla en 2002. Los empleados que acuerden la rescisión voluntaria del contrato de trabajo tienen derecho a percibir un pago de un tanto alzado mínimo en virtud de la ley española equivalente a 45 días por cada año trabajado de su salario actual. Además del pago mínimo requerido por el derecho español, se proporcionarán prestaciones únicas en el momento de la rescisión de la relación laboral. Tanto la cantidad mínima requerida por el derecho español como las prestaciones adicionales se llevan a gastos cuando es probable que tenga lugar el pago.

Por otro lado, GAS NATURAL dispone de un Plan de fidelidad que consiste en aportaciones a un fondo de inversión clasificado como Activos financieros disponibles para la venta (ver nota 9). Se contabilizan en el Fondo de Permanencia movimientos similares a los registrados en el movimiento del valor razonable del fondo de inversión con el correspondiente efecto en las pérdidas y ganancias.

Nota 20. Situación fiscal

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 2006, 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 Navafrías, 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 Gas Natural, S.A., 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. y Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A.

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 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 31.12.06	A 31.12.05
Resultado contable consolidado antes de impuestos	1.231	1.068
Gastos no deducibles e ingresos no computables	(187)	(164)
De las sociedades individuales	(303)	(399)
De los ajustes de consolidación	116	235
Diferencias temporales	(71)	(79)
Provisiones	(22)	(8)
Otros conceptos	(49)	(71)
Base imponible previa	973	825
Compensación bases negativas de ejercicios anteriores	(27)	(7)
Base Imponible	946	818

Las deducciones a la cuota aplicadas en el ejercicio 2006 han ascendido a 35 millones de euros (47 millones de euros en 2005) y las retenciones e ingresos a cuenta a 244 millones de euros (107 millones de euros en 2005). También se incluyen ajustes por diferencias impositivas del ejercicio anterior por 16 millones de euros (3 millones de euros en 2005).

El tipo efectivo de gravamen al cierre del ejercicio 2006 ha sido del 24,6% consecuencia de la aplicación del régimen fiscal previsto en la Disposición Adicional 14ª de la Ley 43/1995 de 27 de diciembre del Impuesto sobre Sociedades, para las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de Ley, a los resultados de sociedades puestas en equivalencia para no afectar al cálculo del gasto por Impuesto de Sociedades, a la aplicación de tasas impositivas reducidas, a la aplicación de créditos fiscales pendientes de compensar con resultados positivos.

De acuerdo con lo dispuesto en la mencionada Disposición Adicional 4ª de la Ley del Impuesto sobre Sociedades no se integraron en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades los beneficios obtenidos en el ejercicio 2002 como consecuencia de la Oferta Pública de Venta de acciones de Enagás, S.A. y los beneficios obtenidos en las ventas realizadas en los ejercicios 2003, 2004, 2005 y 2006, pendientes de integrar hasta que no se transmitan o se den de baja en el balance los bienes y derechos en los que se ha reinvertido los importes obtenidos de la venta, de acuerdo al siguiente detalle, en millones de euros:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2002	917	917
2003	39	39
2004	292	292
2005	432	432
2006	310	310
Total	1.990	1.990

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

En los ejercicios 2004 y 2006 se ha reinvertido en otros elementos patrimoniales, el importe de 34,8 millones de euros y 10,5 millones de euros, obtenidos de la venta de otros activos transmitidos en 2001 y 2006 respectivamente.

Los gastos no deducibles y los ingresos no computables corresponden a la retrocesión de provisiones no deducibles a los ajustes de consolidación y a las operaciones de enajenación de participaciones anteriormente comentadas.

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

Impuesto sobre las ganancias	A 31.12.06	A 31.12.05
Impuesto corriente	309	266
Impuesto diferido	(7)	(25)
Total	302	241

El detalle de los impuestos diferidos es el siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Activos por impuestos diferidos		
- No corrientes	124	60
- Corrientes	131	163
	255	223
Pasivos por impuestos diferidos		
- No corrientes	(420)	(376)
- Corrientes	(51)	(74)
	(471)	(450)
Impuestos diferidos netos	(216)	(227)

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 1.1.05	46	12	36	26	8	33	161
Creación/ (reversión)	(2)	(4)	(4)	2	-	10	2
Combinaciones de negocio	-	-	29	-	-	1	30
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	-	2	-	2
Diferencias de conversión	1	1	3	6	-	4	15
Otros	11	-	(4)	1	1	4	13
A 31.12.05	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

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Reinversión plusvalías	Valor razonable combinación de negocios	Valor razonable activos disponibles para la venta	Valoración instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.05	49	99	88	20	-	35	291
Creación/ (reversión)	-	45	(5)	-	(1)	(12)	27
Combinaciones de negocio	-	-	62	-	-	-	62
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	52	5	-	57
Diferencias de conversión	-	-	13	-	-	3	16
Otros	-	-	(5)	-	2	-	(3)
A 31.12.05	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

Debido a la modificación introducida por la Ley 35/2006 de 28 de 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 de enero de 2007 y al 30%, para los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2008, al 31 de diciembre de 2006, 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 menor gasto sobre sociedades por un importe de 8 millones de euros.

Tanto en este ejercicio como en ejercicios anteriores se han producido determinadas actuaciones administrativas con trascendencia fiscal y que se detallan en la nota 36.

Nota 21. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos durante los ejercicios 2006 y 2005 han sido los siguientes:

	Subvenciones de capital	Activos materiales recibidos sin desembolso	Ingresos por contraprestación de nuevas acometidas y ramales	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros ingresos	Total
A 1.01.05	158	31	130	74	16	409
Financiación recibida	10	-	25	16	-	51
Cancelaciones	-	-	-	-	(1)	(1)
Aplicaciones a resultados	(8)	(1)	(8)	(6)	(7)	(30)
Combinaciones de negocios (Nota 31)	-	-	-	-	(1)	(1)
Diferencias de conversión	-	-	1	4	-	5
Otros	-	(1)	(1)	-	2	-
A 31.12.05	160	29	147	88	9	433
Financiación recibida	48	-	28	19	1	96
Cancelaciones	-	-	(1)	-	-	(1)
Aplicaciones a resultados	(12)	(1)	(13)	(11)	(9)	(46)
Diferencias de conversión	-	(3)	(1)	-	-	(4)
A 31.12.06	196	25	160	96	1	478

Nota 22. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Gastos devengados y no pagados	94	166
Otros pasivos (1)	36	46
Pasivo por arrendamiento financiero	27	27
Dividendo a cuenta del ejercicio	168	139
Total	325	378

(1) Incluye la parte a corto plazo de los Otros pasivos mencionados en la nota 17.

Nota 23. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2006 y 2005 es el siguiente:

	A 31.12.06	A 31.12.05
Acreedores comerciales	1.650	1.647
Acreedores comerciales empresas vinculadas (1)	7	6
Acreedores comerciales empresas asociadas	4	2
Administraciones públicas	161	186
Remuneraciones pendientes de pago	21	26
Otros	5	-
Total	1.848	1.867

(1) Grupo Repsol YPF

Nota 24. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Ventas de gas	7.827	6.731
Ventas de electricidad	1.370	753
Acceso a redes de distribución	566	547
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	337	238
Servicios de transporte	115	101
Otros ingresos y servicios a clientes	133	157
Total	10.348	8.527

Nota 25. Otros ingresos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Otros ingresos de gestión	100	86
Ingresos de obras	21	10
Subvenciones de explotación	-	4
Otros	3	8
Total	124	108

Nota 26. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Compras de energía	6.872	5.748
Acceso a redes de distribución	408	331
Otras compras	146	138
Variación de existencias	(8)	(67)
Total	7.418	6.150

Nota 27. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Sueldos y salarios	232	222
Costes Seguridad Social	51	48
Planes de aportación definida	11	6
Planes de prestación definida	2	2
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(46)	(42)
Otros	27	16
Total	277	252

El número medio de empleados de GAS NATURAL durante el ejercicio 2006 ha sido de 6.692, y en 2005 de 6.756.

Nota 28. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Reparaciones y mantenimiento	174	141
Publicidad y otros servicios comerciales	169	156
Servicios profesionales y seguros	126	70
Impuestos locales	89	78
Servicios informáticos	22	23
Arrendamientos	35	30
Suministros	38	35
Otros	269	212
Total	922	745

Nota 29. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en las cuentas de resultados del ejercicio 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Dividendos	13	3
Intereses	38	43
Otros	20	19
Total ingresos financieros	71	65
Coste de la deuda financiera	(265)	(242)
Gastos por intereses de pensiones	(5)	(4)
Otros gastos financieros	(65)	(33)
Total gastos financieros	(335)	(279)
Diferencias de cambio netas	(2)	(5)
Valoración a mercado derivados financieros	(1)	(2)
Resultado financiero neto	(267)	(221)

Nota 30. Efectivo generado por las operaciones

La composición del efectivo generado por las operaciones de 2006 y 2005 es el siguiente:

	2006	2005
Beneficio del ejercicio	929	827
Ajustes por:		
- Impuesto sobre las ganancias	302	241
- Amortización inmovilizado material (Nota 6)	493	426
- Amortización inmovilizado inmaterial (Nota 7)	99	93
- Movimientos netos en provisiones (Nota 18)	69	42
- Movimientos netos en prestaciones para empleados (Nota 19)	7	7
- Movimientos netos en provisiones de circulante	29	23
- Resultado variaciones valor razonable derivados (Nota 29)	1	2
- Resultado enajenación asociadas y otros activos no corrientes (Notas 8 y 9)	(230)	(286)
- Ingresos financieros (Nota 29)	(71)	(65)
- Gastos financieros (Nota 29)	335	279
- Participación en el resultado del ejercicio de las asociadas (Nota 8)	(5)	(34)
- Diferencias de cambio netas (Nota 29)	2	5
- Ingresos diferidos aplicados a resultados (Nota 21)	(46)	(30)
- Otros ajustes	(39)	(28)
Cambios en el fondo de maniobra (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias conversión):		
- Existencias	31	(65)
- Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	245	(529)
- Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4)	377
Efectivo generado por las operaciones	2.147	1.285

Nota 31. Combinaciones de negocios

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 7)	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	6	6
Otro pasivo no corriente	11	-
Provisiones	10	10
Pasivos por impuestos diferidos	15	-
Deuda financiera	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	

Las combinaciones de negocios realizadas en el 2005 son las siguientes:

En abril de 2005 GAS NATURAL adquirió el 100% del capital social de DERSA, un grupo español dedicado principalmente a la explotación de parques eólicos. El negocio adquirido contribuyó al grupo con unas ventas de 29 millones de euros y con un beneficio neto de 16 millones de euros para el período comprendido entre 1 de abril de 2005 y 31 de diciembre de 2005. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero del 2005, la contribución a las ventas y al beneficio del año hubiera sido 39 millones de euros y 20 millones de euros, respectivamente.

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

Precio de compra:	
Efectivo pagado	272
Total precio de compra	272
Valor razonable de los activos netos adquiridos	177
Fondo de comercio (Nota 7)	95

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	170	170
Otros activos intangibles	175	-
Activos no corrientes	7	7
Activos por impuestos diferidos	9	9
Existencias	1	1
Otros activos financieros corrientes	15	15
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20	20
TOTAL ACTIVOS	397	222
Deuda financiera	127	127
Otros pasivos no corrientes	7	7
Pasivos por impuestos diferidos	61	-
Deuda financiera	6	6
Otros pasivos corrientes	19	19
TOTAL PASIVOS	220	159
Activos netos adquiridos	177	63
Precio de compra	272	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	20	
Efectivo utilizado en la adquisición	252	

En el mes de junio de 2005 se adquirió una participación adicional del 36,8% de la sociedad Portal Gas Natural, S.A. por un importe de 4,2 millones de euros.

En el mes de julio de 2005 Petrobras ejerció la opción de compra sobre el 12,41% de la sociedad Ceg Rio, S.A. Tras esta venta la participación disminuye hasta el 59,59% con un efecto en reservas de 1 millón de euros y de 2 millones de euros en intereses minoritarios. La contabilización definitiva de la combinación de negocios derivada de la adquisición de participaciones adicionales en Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. y Ceg Rio, S.A. representó un aumento del inmovilizado inmaterial por 68 millones de euros.

En agosto de 2005 se redujo el capital de Gas Natural ESP, S.A. con una devolución de 23 millones de euros a Gas Natural Internacional SDG, S.A. Esta operación no tiene efectos en el patrimonio y el resultado atribuido a los accionistas de la sociedad dominante. El efecto en minoritarios es una disminución de 18 millones de euros.

Nota 32. Negocios conjuntos

En diciembre 2006 y 2005 GAS NATURAL tiene las siguientes participaciones en negocios conjuntos:

	2006	2005
UTE Gas Natural Servicios-Dalkia Energia	50,0%	50,0%
A.E.Hospital Universitario Trias Pujol	50,0%	50,0%
A.E.Ciutat Sanitaria Bellvitge	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%	-

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

	A 31.12.06	A 31.12.05
Activos no corrientes	472	420
Activos corrientes	101	116
Activos	573	536
Pasivos no corrientes	337	372
Pasivos corrientes	75	54
Pasivos	412	426
Activos netos	161	110
	2006	2005
Ingresos	244	210
Gastos	228	177
Beneficios después de impuestos	16	33

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 31.161 GWh a 31 de diciembre de 2006 y de 33.588 GWh a 31 de diciembre de 2005.

Adicionalmente, GAS NATURAL participa a 31 de Diciembre de 2006 en los activos y operaciones controladas 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
Romeral	55,00	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración y producción
Murcia-Siroco	40,00	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Argelia			
Gassi-Chergui	30,00	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración
Gassi-Touil	26,00	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y desarrollo

Nota 33. Acuerdos sobre concesiones y derechos de uso

Mediante el acuerdo de derecho de uso sobre el gasoducto Magreb-Europa, GAS NATURAL utiliza en exclusiva el gasoducto de transporte, y tiene la obligación de mantener y mejorar, en lo necesario, dicho gasoducto. Asimismo, GAS NATURAL opera en la distribución de gas natural en Latinoamérica en virtud de acuerdos de concesiones, generalmente con plazos de hasta 30 años. Los acuerdos de concesión de gas 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.

Nota 34. Información de las operaciones con partes vinculadas

Las partes vinculadas con las que GAS NATURAL ha formalizado transacciones son las siguientes:

- Accionistas significativos de GAS NATURAL, esto es, aquellos que poseen el 5% o más, y aquellos que, pese a no ser significativos, han ejercido el poder de nombrar a un miembro del Consejo de Administración. En base a todo ello, las partes vinculadas de GAS NATURAL son Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (la Caixa), Repsol YPF, S.A., Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA) y Caixa d'Estalvis de Catalunya (Caixa 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.

Transacciones con "la Caixa":

- *Financiación de la Oferta.* "la Caixa" era una de las entidades financieras que participaban en el crédito de hasta 7.806,0 millones de euros que hubieran sido utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo a recibir por los accionistas de Endesa que hubieran aceptado la Oferta. "la Caixa" hubiera actuado también como agente de pagos en dicho contrato. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a otras veintidós instituciones financieras. El importe del citado crédito se redujo automáticamente hasta 6.367,0 millones de euros tras el ajuste automático de la contraprestación ofrecida en la Oferta que tuvo lugar el día 3 de julio de 2006 como consecuencia del pago del dividendo complementario aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa de febrero de 2006.

- *Préstamos sindicados.* "la Caixa" mantiene una participación en créditos sindicados de 52,3 millones de euros y 29,0 millones de dólares (22,0 millones de euros), con vencimiento entre 2007 y 2009, con un devengo de intereses no pagados de 3,4 millones de euros a 31 de diciembre de 2006. A 31 de diciembre de 2005 el importe correspondiente a la participación en créditos sindicados era de 52,3 millones de euros y 54,0 millones de dólares (45,6 millones de euros) y los intereses devengados no pagados ascendían a 1,9 millones de euros. Los saldos se incluyen en las Deudas financieras. Los intereses devengados ascienden a 7,9 millones de euros y 5,4 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, respectivamente.

- *Líneas de crédito.* GAS NATURAL tiene 200,0 millones de euros en líneas de crédito de los que, a 31 de diciembre de 2006, se ha dispuesto de 15,1 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 las líneas de crédito disponibles ascendían a 30,0 millones de euros, de los que se habían dispuesto 8,0 millones de euros. Los intereses devengados son 1,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 0,6 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.

- *Contrato de Crédito Club Deal.* "la Caixa" es el banco mediador que coordina el contrato de préstamo de operación colectiva, en el que participa con 10,0 millones de euros. Este importe corresponde tanto a fecha 31 de diciembre de 2006 como a 31 de diciembre de 2005.

- *Garantías.* Las garantías establecidas ascendían a 85,7 millones de euros, con un límite de 97,5 millones de euros, y a 109,1 millones de euros, con un límite de 116,1 millones de euros, correspondientes a 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, respectivamente.

Además de las garantías antes mencionadas, "la Caixa" otorgó a favor de GAS NATURAL un aval bancario irrevocable con motivo de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa.

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 2,1 millones de euros y a 2,3 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, respectivamente.

- *Planes de pensiones y seguros del personal.* Los importes pagados a diciembre del 2006, a una sociedad controlada por "la Caixa" y un tercero, por la aportación a planes de pensiones y seguros relacionados con el personal ascienden a 7,8

millones de euros. En el ejercicio 2005, el importe pagado ascendió a 2,9 millones de euros.

Se ha adjudicado a VidaCaixa (participada de "La Caixa") la contratación de las pólizas de modalidad vida entera para determinados directivos de GAS NATURAL.

- *Participación de "la Caixa" en los Programas EMTN y ECP.* Invercaixa Valores es uno de los ocho "dealer" del programa de GAS NATURAL de EMTN (Euro Medium Term Note), así como uno de los cinco "dealer" en el programa ECP (Euro Comercial Paper). En el año 2005, las actividades de Invercaixa Valores fueron integradas en "la Caixa"; por ello, la renovación de los programas EMTN, actualmente, se efectúa directamente por "la Caixa" en calidad de "dealer" del programa.

- *Coberturas con relación a tipos de cambio por pagos futuros en divisas y pagos de intereses.* A 31 de diciembre de 2006, existían coberturas de tipo de cambio que ascendían a 689,4 millones de euros para pagos futuros en divisas y 404,5 millones de euros para pagos de intereses. Las coberturas existentes a 31 de diciembre de 2005 ascendían a 567,0 millones de euros para pagos futuros en divisas y 406,1 millones de euros para pagos de intereses.

- *Plan de Incentivos 2002-2006.* El plan de incentivos, para directivos, contratado por GAS NATURAL con "la Caixa", corresponde al del ejercicio 2002, para el que se contrató en dicho ejercicio 279.411 opciones, habiéndose ejercido 5.418 durante el ejercicio 2004 y 136.265 durante 2005. Durante el primer trimestre de 2006 se han ejercitado el resto de opciones, no quedando opciones pendientes de ejercitar a partir de dicha fecha.

- *Cuentas bancarias en "la Caixa".* A 31 de diciembre de 2006, el efectivo y equivalentes al efectivo ascendían a 42,8 millones de euros, y a 31 de diciembre de 2005 a 30,2 millones de euros. Los intereses devengados bajo esta partida a 31 de diciembre de 2006 ascendían a 3,3 millones de euros y a 31 de diciembre de 2005 a 2,6 millones de euros.

- *Otros.* El servicio prestado por GAS NATURAL por la gestión de cobro de recibos para las operaciones de financiación de instalaciones de gas ascendió a 1,6 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y a 2,1 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.

El importe de comisiones devengadas a 31 de diciembre de 2006 ascendía a 4,8 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 dicho importe ascendió a 2,4 millones de euros.

Otros servicios prestados por empresas del Grupo "la Caixa" ascienden a 1,9 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y a 0,5 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.

Promocaixa gestiona, en 2006, el Programa de Fidelización "Puntos Natural" para GAS NATURAL en España.

- *Venta de inmovilizado.* En octubre de 2006 GAS NATURAL vendió a "la Caixa" unos locales comerciales sitos en Madrid por un importe de 1,5 millones de euros.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascendieron a 124,4 millones de euros y a 31 de diciembre de 2005 a 105,1 millones de euros.

Transacciones con Repsol YPF, S.A.:

- *Compras y ventas.* Las adquisiciones de gas natural, gas natural licuado, materiales y servicios diversos ascendieron a 843,9 millones de euros y 584,9 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y a 31 de diciembre de 2005, respectivamente. En esta cifra se incluyen las compras de gas natural licuado (GNL) realizadas para suministro de la planta de ciclo combinado de Cartagena.

Las ventas de gas natural, gas natural licuado, electricidad y servicios diversos ascendieron a 237,3 millones de euros y 435,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, respectivamente.

Acuerdo para el suministro de gasóleo a la central térmica de ciclo combinado de Arrúbal por un importe de 2,0 millones de euros.

- *Brasil.* GAS NATURAL otorgó a Repsol YPF un derecho de preferencia para suministrar gas natural en Brasil durante tres años, con un compromiso de pago total, a GAS NATURAL, de 30,0 millones de dólares, mediante pagos anuales de 10,0 millones de dólares. El primer devengo se realizó en diciembre de 2004, el segundo en diciembre de 2005 y el tercero en diciembre de 2006, por lo que actualmente no existe ninguna cantidad pendiente a 31 de diciembre de 2006.

- *Midstream.* En el marco de los acuerdos alcanzados en el ámbito del "midstream", GAS NATURAL y Repsol YPF han firmado un acuerdo con la compañía armadora Knutsen para la contratación, en la modalidad de Time Charter, de un buque criogénico de 138.000 m³ de capacidad, que ambas compañías destinarán al transporte de gas natural licuado a partir del año 2009. Esta contratación se suma a la realizada, en enero de 2005, para la adquisición de un buque de la misma capacidad, que se construye actualmente en los astilleros de Izar (Sestao), y que será entregado en diciembre de 2007.

En este ámbito, GAS NATURAL y Repsol YPF han solicitado ofertas para buques criogénicos para el transporte de gas natural licuado de nueva construcción de 170.000 m³ y 150.000 m³ al objeto de cubrir las necesidades de transporte futuras.

- *Otros.* Se ha renovado la adjudicación de los servicios de gestión directa de concursos y compras conjuntas de GAS NATURAL con Repsol YPF.

Asimismo se ha procedido a la renovación del Programa de Reaseguro hasta el 29 de octubre de 2007, con una prima total de hasta 25,7 millones de dólares, con un grupo de aseguradoras en el que Repsol YPF participa hasta un 30%.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascendieron a 116,0 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005, el importe ascendía a 98,1 millones de euros.

Transacciones con Caixa Catalunya:

- *Financiación de la Oferta.* Caixa Catalunya era una de las entidades financieras que participaban en el crédito de hasta 7.806,0 millones de euros que hubieran sido utilizados exclusivamente para financiar el pago en efectivo a recibir por los accionistas de Endesa que hubieran aceptado la Oferta. El contrato de crédito fue sindicado el 21 de octubre de 2005 a veintidós instituciones financieras. El importe del citado crédito se redujo automáticamente hasta 6.367,0 millones de euros tras el ajuste automático de la contraprestación ofrecida en la Oferta que tuvo lugar el día 3 de julio de 2006 como consecuencia del pago del dividendo complementario aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa de febrero de 2006.

- *Líneas de crédito.* GAS NATURAL tiene 30,0 millones de euros en líneas de crédito, de los que, a 31 de diciembre de 2006, se han dispuesto 1,2 millones de euros. Este mismo concepto, relativo a diciembre 2005 representa unos importes de 30,0 millones de euros en líneas de crédito de las cuales se había dispuesto 10,9 millones de euros. Los intereses devengados ascienden a 0,2 millones de euros a 31 de diciembre de 2006, sin ser significativos a 31 de diciembre de 2005.

- *Garantías.* Las garantías establecidas ascendían a 28,3 millones de euros, con un límite de 60 millones de euros, y a 28,3 millones de euros, con un límite de 31,3 millones de euros, correspondientes a 31 de diciembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005 respectivamente.

- *Coberturas con relación a pagos de intereses.* A 31 de diciembre de 2006, las coberturas de pagos de intereses ascendían a 13,6 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005, existían coberturas de pagos de intereses que ascendían a 6,9 millones de euros.

- *Cuentas bancarias en Caixa Catalunya.* El importe a 31 de diciembre de 2006 y a 31 de diciembre de 2005 del efectivo y equivalentes al efectivo no es relevante. Los intereses devengados ascienden a 0,1 millones de euros.

- *Otros.* Caixa Catalunya participa en una transacción de leasing por 1,5 millones de euros que vence en 2008.

El importe de comisiones e intereses devengados a 31 de diciembre de 2006 ascendía a 0,5 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 dicho importe ascendió a 0,1 millones de euros.

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascienden a 11,4 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 el importe pagado ascendía a 9,6 millones de euros.

Transacciones con Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A. (HISUSA):

- *Dividendos.* Los dividendos pagados a 31 de diciembre de 2006 ascienden a 18,8 millones de euros. A 31 de diciembre de 2005 el importe ascendía a 15,9 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 2006, el importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. asciende a 4.881 miles de euros (4.019 miles de euros en el ejercicio 2005), 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 2006 por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comisión de Auditoria y Control (CAyC), Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR) y Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia (CElyC), ascendió a 3.753 miles de euros (2.963 miles de euros en el ejercicio 2005), según el siguiente detalle:

		Retribuciones (en miles de euros)					
	Cargo	Consejo	Comisión Ejecutiva	CAyC	CNyR	CElyC	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	500	500	-	12	-	1.012
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	115	115	-	12	-	242
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero Delegado	115	115	-	-	-	230
D. José Vilarasau Salat	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	115	-	-	12	-	127
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	115	115	1	-	-	231
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Guzmán Solana Gómez	Vocal	115	115	12	-	-	242
D. Fernando Ramírez Mazarredo	Vocal	115	-	12	-	-	127
Caixa d'Estalvis de Catalunya (1)	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	115	115	-	-	12	242
D. Emiliano López Achurra	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. Miquel Valls Maseda	Vocal	115	-	11	-	-	126
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	115	-	-	-	-	115
D. José Arcas Romeu	Vocal	115	-	-	-	-	115
		2.340	1.305	36	36	36	3.753

(1) Representada por D. José María Loza Xuriach

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 2006, por aquellos miembros del Consejo de Administración durante el período que han tenido relaciones de tipo laboral o desempeñado responsabilidades ejecutivas en GAS NATURAL, asciende a 1.128 miles de euros (1.056 miles de euros en el ejercicio 2005). 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 190 miles de euros (78 miles de euros en el ejercicio 2005).

Adicionalmente, 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 postcontractual por un período de un año.

Como consecuencia del cese en abril de 2006 de D. Guzmán Solana Gómez como personal directivo, ha percibido una indemnización de 2.566 miles de euros.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2006 por los miembros del Consejo de Administración de GAS NATURAL, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades participadas asciende a 82 miles de euros (156 miles de euros en el ejercicio 2005), de acuerdo con el siguiente detalle:

	Enagás, S.A.
D. Salvador Gabarró Serra	61
D. Rafael Villaseca Marco	21

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 2006, 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	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Iberdrola	Suez
D. Salvador Gabarró Serra Vocal Consejo Administración de Enagás, S.A. Vicepresidente de "la Caixa"	Presidente	—	10 (0,000)	—	—	10.350 (0,001)	—
D. Antonio Brufau Niubó Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A. y Presidente de YPF, S.A. Vocal Consejo Administración de Suez, S.A.	Vicepresidente	30.802 (0,007)	—	24.354 (0,002)	—	—	2.222 (0,000)
D. Rafael Villaseca Marco Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Presidente de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Consejero	1.000 (0,000)	358 (0,000)	846 (0,000)	859 (0,000)	636 (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 Kinder Espinosa	Vocal	100 (0,000)	—	—	—	—	—
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui Caixa d'Estalvis de Catalunya	Vocal	3.834 (0,001)	—	—	—	—	—
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena Director General Upstream Repsol YPF, S.A. Vicepresidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Vocal	13.550.000 (3,03)	—	19.868.984 (1,63)	—	—	—
D. Emiliano López Achurra	Vocal	—	—	11.368 (0,001)	—	—	—
D. Guzmán Solana Gómez Presidente Ejecutivo Maxus Energy Corporation	Vocal	—	—	—	—	—	—
D. Miguel Valls Masada	Vocal	200 (0,000)	—	—	—	—	—
D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta	Vocal	—	—	—	—	—	—
D. José Arcas Romeu	Vocal	415 (0,000)	—	—	1.190 (0,000)	—	—
D. José Luis Jové Vintró	Vocal	100 (0,000)	—	—	—	3.497 (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 2006 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 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 2006 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 3.025 miles de euros (3.388 miles de euros correspondientes al ejercicio 2005), de los cuales, 2.895 miles de euros corresponden a retribuciones a corto plazo, 29 miles de euros corresponden a retribuciones por la pertenencia a Consejos de Administración de otras sociedades participadas y 101 miles de euros representan aportaciones a planes de pensiones y primas de seguros. El importe total acumulado por prestaciones de pensión, jubilación o similares, asciende a 3.871 miles de euros (7.422 miles de euros en 2005).

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección tienen cláusulas de compensación o indemnización, que dan derecho a recibir por los beneficiarios:

- una indemnización para cuyo cálculo el tiempo computable no superará, en ningún caso, los 84 meses, y se tendrá en cuenta la retribución fija correspondiente al año de la extinción de la relación laboral, más la retribución variable;
- el importe del fondo de permanencia (concepto retributivo de carácter diferido que tiene la finalidad de recompensar la permanencia en GAS NATURAL y la no concurrencia con sus actividades en los dos años siguientes a la jubilación); y
- en el supuesto de que el directivo tenga cumplidos 55 años de edad en la fecha de extinción, tendrá derecho a recibir además el valor del importe de las aportaciones al plan de pensiones, de las aportaciones al premio de permanencia, y del convenio especial con la Seguridad Social desde la fecha de extinción del contrato hasta el cumplimiento de los 65 años de edad.

El coste de las indemnizaciones totales percibidas por los miembros del Comité de Dirección que han cesado en sus funciones en el ejercicio 2006, asciende a 3.648 miles de euros (4.458 miles de euros correspondientes al ejercicio 2005).

Nota 36. Compromisos y otros activos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2006, Gas Natural SDG, S.A. ha otorgado avales a compañías del Grupo por importe de 1.589 millones de euros. Asimismo, GAS NATURAL ha solicitado avales a entidades financieras por importe de 734 millones de euros a 31 de diciembre de 2006, 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 2006, 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 2006:

Obligaciones contractuales	Total	A 31 de diciembre de 2006					y siguientes
		2007	2008	2009	2010	2011	
Obligaciones por arrendamientos financieros (1)	661	29	29	29	29	29	516
Obligaciones por arrendamientos operativos (2)	424	68	62	54	38	39	163
Obligaciones por compras de gas natural (3)	62.753	4.792	4.304	3.957	3.942	3.942	41.816
Obligaciones por transporte de gas natural (4)	854	124	92	78	79	79	402
Obligaciones por ventas de gas natural (5)	5.890	1.205	1.125	593	284	273	2.410
Compromisos de inversión (6)	181	116	65	-	-	-	-
Otros pasivos (7)	70	10	12	12	16	11	9
Total obligaciones contractuales	70.833	6.344	5.689	4.723	4.388	4.373	45.316

- 1) Refleja los pagos previstos de arrendamiento financiero de los dos 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 y el alquiler del edificio "Torre del Gas" propiedad de Torre Marenostum, S.L. para el que GAS NATURAL tiene un contrato de arrendamiento operativo por un período de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable por períodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo de GAS NATURAL y con carácter obligatorio para Torre Marenostum, S.L.
- 3) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar gas natural por un total de 4.193.506 GWh 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 2006.
- 4) Refleja los compromisos a largo plazo para comprar capacidad de transporte de gas por un total de 476.190 GWh.
- 5) El compromiso de venta de gas natural es de 611.249 GWh. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2006.
- 6) 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 de Plana del Vent (con una capacidad de 800MW) y en Málaga (con una capacidad de 400MW).
- 7) Refleja los compromisos para la recompra de acciones preferentes de la sociedad Buenergía Gas & Power, Ltd. (ver nota 17).

Litigios y Arbitrajes

A 31 de diciembre de 2006, GAS NATURAL es parte de varios procedimientos judiciales, principalmente relacionados con asuntos mercantiles, regulatorios, laborales, tributarios y contencioso-administrativos. Conforme a la información de la que GAS NATURAL dispone, entre dichos procedimientos, existen algunos que podrían tener un impacto en el negocio o situación financiera de GAS NATURAL.

Arbitraje con Iberdrola

Una de las sociedades filiales de GAS NATURAL, Gas Natural Aprovechamientos SDG, S. A., es parte en un procedimiento arbitral con Iberdrola. En este arbitraje, se está discutiendo la aplicación de la cláusula de revisión de precios prevista en el contrato de suministro suscrito por GAS NATURAL e Iberdrola. Los árbitros ya han sido nombrados y ambas partes han presentado sus respectivas demandas.

Arbitraje con Atlantic LNG

Las compañías Atlantic LNG Trinidad y Tobago y Atlantic LNG 2/3 Trinidad y Tobago han informado a GAS NATURAL sobre la iniciación de un procedimiento de arbitraje en el que se discute la aplicación de las cláusulas de revisión de precios contenidas en los contratos de suministro suscritos con ambas compañías.

Atlantic LNG Trinidad y Tobago presentó el día 15 de agosto de 2006 su escrito de demanda y GAS NATURAL presentó el día 13 de octubre de 2006 su contestación y demanda de reconvención solicitando una reducción del precio.

A 31 de diciembre de 2006, Atlantic LNG 2/3 Trinidad y Tobago no ha notificado ninguna demanda.

Además, con fecha 4 de agosto de 2006, Repsol YPF, entidad con la que GAS NATURAL tiene un contrato de suministro para la planta de ciclo combinado de Cartagena, informó a GAS NATURAL sobre el inicio por parte de su suministrador, Atlantic LNG, de un procedimiento de arbitraje que podría afectar de un modo adverso al contrato existente entre Repsol YPF y GAS NATURAL.

Arbitraje con Endesa

Con fecha 13 de septiembre de 2006 Endesa presentó una solicitud de iniciación de arbitraje para discutir el contrato de suministro de gas de fecha 14 de octubre de 1998. El día 10 de octubre de 2006 GAS NATURAL presentó otra solicitud de iniciación de arbitraje relativa al mismo contrato. Actualmente, las partes se encuentran en el proceso de nombramiento de árbitros.

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

Con fecha 18 de enero de 2006, GAS NATURAL ha recibido notificación sobre una demanda arbitral interpuesta por Tejas Gas de Toluca S. de R.L. de C.V. (Tejas Gas) contra Gas Natural México S.A. de C.V. y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PEMEX). Tejas Gas presta el servicio de transporte a Gas Natural México y PEMEX en su carácter de comercializadores a través de un gasoducto construido para prestar el servicio de transporte en la zona de Toluca, el cual entró en operación en julio de 2003. Tejas Gas reclama a Gas Natural México y a PEMEX (cuya responsabilidad no es solidaria), el pago de presuntas diferencias que se le adeudan por no haber comprado la cantidad de gas mínima contratada. La cuantía reclamada

no está completamente detallada en el escrito de interposición; en cualquier caso, la reclamación se refiere a la diferencia de varios meses, cuyo importe neto acumulado se estima, a 31 de diciembre de 2006, en 51 millones de pesos. Gas Natural México y PEMEX se han opuesto a esta reclamación y con fecha 22 de marzo de 2006 reconvinieron ante el ICC.

Contratos en Argelia

GAS NATURAL ha estado intercambiando correspondencia con Sonatrach con relación a las diferencias de interpretación de ciertas cláusulas de los contratos de suministro de gas. Con fecha 1 de marzo de 2006, GAS NATURAL ha recibido una notificación de Sonatrach en la que se propone, bien solicitar la opinión de un experto independiente, o iniciar un procedimiento de arbitraje para dirimir dichas diferencias. Actualmente, no ha sido nombrado ningún experto independiente ni se ha iniciado ningún procedimiento formal con relación a este asunto. El 1 de julio de 2006, ha comenzado un procedimiento de revisión de precios en el que GAS NATURAL solicita la reducción del precio y Sonatrach una subida del mismo. A 31 de diciembre de 2006, no ha tenido lugar ninguna otra negociación formal.

Arbitraje con la República de Argentina

GAS NATURAL ha iniciado un arbitraje contra la República de Argentina ante "International Center of Settlement of Investments Disputes" (ICSID) reivindicando una mayor protección de las inversiones realizadas en Argentina. No obstante, el procedimiento se encuentra suspendido hasta el 19 de abril de 2007.

Compromisos de inversión en México

GAS NATURAL ha conferido garantías por un importe total de 23,3 millones de dólares con el objeto de asegurar sus compromisos de cobertura de clientes y de inversión adquiridos en los permisos de distribución para las zonas geográficas de Toluca, Distrito Federal, Bajío y Bajío Norte. Dichos compromisos de cobertura de clientes e inversión no se han cumplido íntegramente todavía, principalmente por causas ajenas a la voluntad de Gas Natural México, y en lo que concierne a cobertura de clientes, el incumplimiento ha sido motivado, por retraso en la construcción de las infraestructuras de distribución a construir por terceros necesarias para la gasificación de algunas de las zonas en las que se obtuvo el permiso de distribución, así como por las dificultades en la obtención de las licencias municipales para realizar las obras de canalización del gas. En cualquier caso, hay fundamentos para defender los casos de fuerza mayor ante dichos incumplimientos.

En la actualidad, GAS NATURAL ha presentado a la autoridad regulatoria escritos haciendo valer las causas de fuerza mayor que le han impedido el cumplimiento con tales compromisos. GAS NATURAL interpuso recurso ante un Tribunal Federal, habiendo obtenido la suspensión definitiva de la ejecución de las garantías. En febrero y marzo de 2006, las autoridades dictaron resoluciones para Toluca, Bajío y Bajío Norte aceptando parcialmente las alegaciones de fuerza mayor y declararon una ejecución parcial de las garantías. La ejecución ha sido suspendida por el Tribunal durante todo el procedimiento.

Reclamaciones fiscales en España

Durante el período comprendido entre los años 1991 y 2002, la Agencia Estatal de Administración Tributaria ha iniciado varios procedimientos de inspección en relación con las declaraciones tributarias de GAS NATURAL en particular, sobre el Impuesto de Sociedades, el Impuesto de la Renta de las Personas Físicas, Impuesto sobre el Valor Añadido y deducciones fiscales por actividades de exportación.

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 a las deducciones en la cuota del impuesto de sociedades para actividades de exportación, que suman un importe 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 fiscales efectuadas.

GAS NATURAL estima que se podría disminuir una parte de las cantidades reclamadas en concepto de tales reclamaciones o desestimarse algunas de éstas. El resultado final de estas reclamaciones no llevará asociado un impacto significativo sobre GAS NATURAL dado que está provisionado en sus cuentas anuales.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado una reclamación fiscal que asciende a 155 millones de pesos argentinos en relación con el tratamiento fiscal de pretendidas ganancias de capital en el período comprendido entre 1993 y 1997, derivadas de la transmisión de redes de distribución a la filial argentina, Gas Natural BAN, S.A. Cabe destacar, no obstante, que GAS NATURAL ha impugnado la reclamación fiscal ante las autoridades de apelación competentes y estima obtener un resultado positivo de dicha impugnación.

Reclamaciones fiscales en Brasil

En el segundo trimestre de 2003, la Administración tributaria de Brasil dictaminó que los impuestos sobre las ventas (PIS y COFINS) para diversos períodos no eran aplicables a productos derivados del petróleo para la sociedad CEG (Compañía Estadual do Gas do Rio de Janeiro), beneficiándose dicha sociedad de los créditos fiscales generados por un total de 99 millones de reales brasileños. Sin embargo, en Septiembre de 2005 las autoridades fiscales, basándose en informes técnicos, no consideraron el gas como producto derivado del petróleo. Este asunto está actualmente en litigio y la Compañía estima que existen sólidos argumentos que soportan la decisión administrativa del año 2003. Por ello no se ha constituido ninguna provisión por posibles pérdidas.

Expedientes sancionadores abiertos por el Servicio de Defensa de la Competencia

El Servicio de Defensa de la Competencia ha abierto determinados 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.

Nota 37. Honorarios auditoría

Los honorarios devengados durante el ejercicio 2006 por PricewaterhouseCoopers por servicios de auditoría de cuentas y otros servicios prestados a GAS NATURAL relacionados con la auditoría, entre los que se incluyen las revisiones y auditorías necesarias para el proceso de la Oferta Pública de Adquisición de acciones de Endesa, S.A., ascendieron a 3.067 miles de euros (4.097 miles de euros en el ejercicio 2005).

Asimismo, los honorarios devengados durante el ejercicio 2006 por otros servicios prestados a GAS NATURAL por otras sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers ascendieron a 856 miles de euros (827 miles de euros en el ejercicio 2005).

Nota 38. Medio Ambiente

GAS NATURAL, en aplicación de los principios recogidos en su política de gestión ambiental, continua desarrollando e implantando medidas encaminadas a reducir la incidencia de sus actividades y procesos sobre el entorno y de esta manera contribuir positivamente al preocupante fenómeno del Cambio Climático.

En este sentido, GAS NATURAL tiene establecido como uno de sus objetivos en materia medioambiental, aumentar progresivamente la aportación eólica en su mix de generación eléctrica consiguiendo así una paulatina reducción del factor de emisión de gases de efecto invernadero en dicho proceso. Evidenciando esta idea, en el presente ejercicio se ha mantenido la tendencia ya iniciada el año anterior y se han incorporado a nuestros activos de generación eléctrica nuevos parques eólicos.

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 y en colaboración con la Universidad de Zaragoza, se ha elaborado y presentado en el "23 congreso mundial del gas" celebrado en 2006 en la ciudad de Amsterdam, el informe "Evaluación de las emisiones de metano en el sistema de distribución español" donde se recogen los resultados del análisis efectuado sobre los factores de emisión en nuestro sistema de distribución, y que han permitido mejorar y actualizar el método de cálculo empleado para determinar nuestras emisiones de metano a la atmósfera.

A estas acciones se añaden otras como la renovación de los vehículos más antiguos de su flota, así como la sustitución de éstos por otros que sean más eficientes y respetuosos con el medio ambiente, empleando el gas natural como carburante en los mismos.

Con objeto de mejorar el control y la gestión de los recursos energéticos y naturales en los centros de trabajo, disponemos ya de 35 edificios con sistemas de telemedida

que permiten un seguimiento de los consumos en tiempo real y la visualización de valores históricos, lo que facilita la adopción de acciones o planes de mejora.

Por otra parte, se ha ampliado la recogida selectiva y la gestión de envases y recipientes de plástico en los centros de trabajo de mayor tamaño.

El compromiso de GAS NATURAL con el medio ambiente ha conducido al estudio de soluciones que permitan integrar las energías renovables con el gas natural del modo más eficiente destacando en este sentido los siguientes proyectos:

- GAS NATURAL, consciente de la importancia del desarrollo del hidrógeno como vector energético en el futuro, lidera una iniciativa, en colaboración con otros importantes grupos energéticos nacionales, para desarrollar sistemas de producción de hidrógeno a partir de energías renovables o de energías convencionales pero reduciendo notablemente los impactos sobre el medio ambiente.
- Adaptación de soluciones específicas de utilización de gas natural como combustible en el sector aeroportuario y adaptaciones para implantar esta solución como alternativa en el sector pesquero.
- Desarrollo de soluciones de poligeneración de alta eficiencia para el sector terciario, a través de: instalaciones de generación distribuida mediante microturbina, integración de una pila de combustible de última generación a la nueva sede de GAS NATURAL en Barcelona y desarrollo de soluciones específicas para energéticas de complejos hoteleros y de ocio.
- Estudio del aprovechamiento de biogás procedente de residuos sólidos urbanos.
- Desarrollo de proyectos para obtener frío mediante sistemas de absorción de doble efecto a partir de energía solar, resolviendo las necesidades de climatización partiendo de una fuente de energía totalmente renovable y, además, reduciendo los problemas de saturación de las redes de distribución eléctricas en las horas punta de los meses estivales.

En cuanto a la gestión de proveedores, se ha incrementado la divulgación y promoción entre nuestros principales contratistas de obra en España del documento elaborado en el anterior ejercicio "Buenas practicas de actuación medioambiental en obras para construcción de redes de distribución" aumentándose el número de adhesiones a las mismas. En este sentido, este año se ha dado un paso más, iniciando una labor de "seguimiento" sobre una muestra de estos contratistas para verificar la efectividad de su adhesión al mencionado documento.

En otro campo de actuación, merece especial mención el avance en el proceso de realización de proyectos acogidos al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) contemplado en el protocolo de Kioto, que permite a agentes de países industrializados llevar a la práctica proyectos de mejora de la eficiencia energética o de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo y generar créditos de emisión, que pueden ser utilizados para cumplir sus compromisos en el país de origen. En la actualidad GAS NATURAL tiene en proceso de validación o aprobación de metodología 13 proyectos, encontrándose los mismos en diferentes fases del proceso.

El GAS NATURAL ha continuado 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, durante 2006, GAS NATURAL ha formalizado su participación en el *Multilateral Carbon Credit Fund*.

Todas estas actuaciones medioambientales realizadas en el ejercicio 2006 han alcanzado unas inversiones totales de 36 millones de euros, lo que representa unas inversiones y amortizaciones acumuladas incluidas en el activo del balance de situación de 338 millones de euros y 81 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 27 de agosto de 2004 se aprobó el Real Decreto Ley 5/2004, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que tiene como objetivo el ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas de la Convención y el Protocolo de Kioto. Las disposiciones del Real Decreto son de aplicación a las instalaciones susceptibles de generar emisiones de dióxido de carbono en un nivel superior al establecido por su actividad y capacidad, concretamente para GAS NATURAL, como propietario de instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público con potencia térmica nominal superior a 20MW por las instalaciones de ciclo combinado.

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 para GAS NATURAL una asignación de 14 millones de toneladas de CO₂.

Las toneladas asignadas, distribuidas anualmente para los años 2005, 2006 y 2007 son:

(mtCO ₂)	2005	2006	2007
Derechos de emisión asignados	3.592	4.168	5.853 (*)

(*) Pendiente de transferencia a la cuenta de GAS NATURAL

GAS NATURAL ha realizado las adquisiciones necesarias para cubrir el déficit de derechos de CO₂.

Nota 39. Acontecimientos posteriores al cierre

Con posterioridad al cierre del ejercicio 2006 no se han producido hechos relevantes.

ANEXO DE COMPAÑÍAS DE GAS NATURAL

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación	Patrimonio neto			
					Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta
Gas Natural Aprovevisionamientos SDG, S.A. Sagane, S.A.	España	Aprovevisionamiento de gas	I.G.	100,0	0,6	(14,2)	17,9	-
Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	España	Aprovevisionamiento de gas	I.G.	100,0	94,8	14,2	137,8	-
A.E.C.S. Vall d'Hebrón, A.I.E.	España	Aprovevisionamiento y transporte	I.P.	50,0	2,0	-	0,5	-
La Energía, S.A.	España	Cogeneración	I.G.	81,3	1,7	0,1	(0,9)	-
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	100,0	10,7	0,9	(0,2)	-
Tratamiento Almazán, S.L.	España	Cogeneración	I.G.	80,0	1,2	1,1	0,2	-
UTE La Energía, SpA	España	Cogeneración	I.G.	90,0	2,8	-	-	-
A.E. Hospital Universitario Trias Pujol	España	Cogeneración	I.G.	100,0	1,4	-	0,3	-
A.E. Ciutat Sanitaria Bellvitge	España	Cogeneración	I.P.	50,0	0,9	0,1	(0,2)	-
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.A.	España	Cogeneración	I.P.	50,0	0,8	(0,5)	(0,3)	-
Central Térmica La Torrecilla, S.A.	España	Cogeneración	I.P.	45,0	1,1	1,2	0,6	-
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A.	España	Cogeneración	I.P.	50,0	1,2	-	-	-
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	0,1	1,1	-	-
Gas Natural Vendita Italia, SpA	Francia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	-	(4,0)	2,0	-
Natural Energy, S.A.	Italia	Comercialización de gas	I.G.	100,0	2,1	5,9	(4,5)	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Argentina	Comercialización de gas	I.G.	72,0	-	1,5	1,7	-
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas doméstico	I.G.	100,0	-	-	0,2	-
CH4 Energía S.A. de C.V.	España	Comercialización de gas y electricidad industrial	I.G.	100,0	2,4	29,7	33,8	-
Transnatural S.R.L. de México	México	Comercialización de gas y transporte	I.P.	43,4	0,6	0,7	0,6	-
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	México	Comercialización de gas y transporte	I.P.	43,4	10,3	(10,2)	(3,4)	-
Gas Aragón, S.A. (1)	España	Comercialización de gas, electricidad y gestión energética	I.G.	100,0	2,9	2,8	2,3	-
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	España	Distribución	P.E.	35,0	5,9	16,8	9,4	-
Eléctra de Abusejo, S.L.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,2	-	-	-
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	0,1	-	-	-
Aragas, S.p.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,0	1,2	(0,4)	(0,3)	-
Ceg Río, S.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	-	35,2	(0,6)	-
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	Brasil	Distribución de gas	I.G.	59,6	22,8	28,6	4,6	(2,2)
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	128,1	(61,8)	2,2	-
Gas Galicia SDG, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	54,2	147,7	97,2	16,6	(21,2)
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	62,0	32,6	5,4	0,2	-
Gas Natural BAN, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	12,4	41,3	3,5	-
Gas Natural Cantabria SDG, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	50,0	214,7	(151,1)	4,2	(13,4)
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,4	3,2	27,9	1,0	-
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	6,3	78,5	15,9	-
Gas Natural Cegas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	26,8	16,7	1,8	-
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	España	Distribución de gas	I.G.	99,7	25,5	67,9	5,9	-
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A.	Colombia	Distribución de gas	I.G.	45,8	1,1	6,9	2,6	-
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	346,4	(183,7)	2,1	(1,3)
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	9,2	20,3	7,4	(9,5)
	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	101,0	1.005,1	269,1	(192,1)

Patrimonio neto									
Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación		Capital	Reservas	Resultados 2006	Dividendo a cuenta
				Total					
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	56,4	2,3	(0,4)	(0,5)	-	-
Gas Natural México, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	86,8	470,7	(167,2)	2,6	-	-
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,9	19,4	(2,4)	(3,1)	-	-
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	2,7	8,9	2,3	-	-
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	15,0	42,2	9,0	(6,6)	-
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	10,9	146,4	52,0	-	-
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,0	3,6	27,1	5,9	-	-
Gasdotti Azienda Siciliana, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	0,5	23,0	(3,1)	-	-
Gases de Barrancabermeja, S.A.	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	1,3	1,4	0,3	-	-
Nettis Gestioni, S.r.l.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,1	1,9	1,0	-	-
Normanna Gas, S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	90,0	0,1	28,7	(0,3)	-	-
SCM s.r.l.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,8	-	0,3	-	-
Smedigas S.p.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	0,6	20,8	(0,6)	-	-
Portal Gas Natural, S.A.	España	E-Bussines	I.G.	100,0	8,0	0,5	0,2	-	-
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Exploración hidrocarburos	I.G.	100,0	1,3	13,7	(1,8)	-	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,0	0,1	0,9	-	-	-
Gas Natural Finance, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,0	-	2,3	0,4	-	-
Gas Natural International, Ltd.	Irlanda	Financiera	I.G.	100,0	25,4	11,9	0,7	-	-
Kromschroeder, S.A. (2)	España	Contadores	P.E.	43,0	0,7	10,4	0,5	-	-
Torre Matenostrum, S.L.	España	Inmobiliaria	P.E.	45,0	5,3	15,7	-	-	-
Lantarón Energía, S.L.	España	Generación de electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-	-
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	I.P.	47,5	63,2	(7,0)	51,4	(12,1)	-
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	0,1	-	-	-	-
Boreas Eólica 2, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	90,0	2,6	4,5	2,0	-	-
Boreas Eólica, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	99,5	5,2	5,1	2,0	-	-
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L.	España	Generación Eólica	I.G.	68,0	2,5	0,2	1,0	-	-
Desarrollo de Energías Renovables Castilla La Mancha, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	0,1	-	-	-	-
Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	100,0	42,2	121,3	12,8	(2,7)	-
Energy Way Producao de Energia Lda	Portugal	Generación Eólica	I.G.	100,0	-	-	-	-	-
Molinos de Valdebezana, S.A.	España	Generación Eólica	I.G.	59,7	0,1	-	-	-	-
Montouto 2000, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	49,0	6,0	0,6	2,4	-	-
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	2,7	2,8	4,0	-	-
Los Castros, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	33,3	2,2	-	1,0	-	-
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	9,9	25,8	12,2	-	-
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	36,3	16,5	1,2	7,2	(1,5)	-
Molinos del Cidacos, SA	España	Generación Eólica	I.P.	50,0	10,3	8,3	9,1	-	-
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Generación Eólica	I.P.	33,3	3,0	2,7	1,5	-	-
Molinos de Linares, SA	España	Generación Eólica	I.P.	25,0	0,1	-	-	-	-
Enervent, S.A. (3)	España	Generación Eólica	P.E.	26,0	2,4	(0,8)	1,8	-	-
Burgalesa de Generación Eólica, S.A. (3)	España	Generación Eólica	P.E.	24,0	1,5	0,3	0,2	-	-
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (2)	España	Generación Eólica	P.E.	20,0	3,1	1,7	2,4	-	-
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (2)	España	Generación Eólica	P.E.	18,0	1,5	0,7	1,8	-	-



Patrimonio neto									
Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación	Resultados				Dividendo a cuenta
					Capital	Reservas	2006		
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	Generación y comercialización de electricidad	I.G.	100,0	0,6	(1,8)	0,1	-	
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Generación y comercialización de electricidad	I.G.	100,0	32,8	(0,6)	(6,0)	-	
Iradia Climatización, AIE	España	Gestión Energética	I.G.	100,0	0,3	0,1	-	-	
UTE GNS-Dalkia Energía	España	Gestión Energética	I.P.	50,0	-	(0,3)	-	-	
Gas Natural Informática, S.A.	España	Informática	I.G.	100,0	19,9	4,9	0,8	-	
Natural Servicios, S.A.	Argentina	Instalaciones de gas	I.G.	72,0	2,1	(1,2)	0,3	-	
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Investigación y exploración hidrocarburos	I.G.	100,0	15,4	(0,1)	(4,9)	-	
El Andalus LNG SPA	Argelia	Licuefacción	I.P.	32,0	79,7	(2,1)	(0,6)	-	
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A.	Italia	Regasificación de gas	I.G.	100,0	-	-	-	-	
Natural Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	I.G.	100,0	3,1	(0,5)	3,4	-	
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	-	0,2	(0,4)	-	
Gas Natural Servicios, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	100,0	6,1	(3,1)	1,8	-	
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	Servicios	I.G.	100,0	1,7	0,4	0,5	-	
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	Servicios	I.G.	100,0	6,2	3,3	0,1	-	
Portal del Instalador, S.A.	España	Servicios	I.G.	75,0	1,3	(0,2)	0,2	-	
Serviconfort Colombia, S.A.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	0,2	0,1	0,5	-	
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	(76,8)	10,5	-	
Gas Natural Corporación Edílica, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	5,5	(2,6)	1,2	-	
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	349,5	4,4	15,3	-	
Gas Natural Italia SpA	Italia	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,1	0,1	0,2	-	
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	1,5	(0,4)	(0,3)	-	
Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	72,0	105,0	(23,4)	-	-	
Holding Gas Natural, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,3	0,2	-	-	
Invergas Puerto Rico, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	5,1	(1,6)	(0,8)	-	
Invergás, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	72,0	48,9	60,6	-	-	
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	0,2	1,2	0,1	-	
Gas Natural Edílica, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	6,0	0,2	2,3	(1,6)	
EcoEléctrica Holding, Ltd	I. Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	63,2	4,0	15,8	(20,4)	
EcoEléctrica Limited	I. Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	0,6	-	0,2	-	
Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Italia	Sociedad de cartera y distribución de gas	I.G.	100,0	4,7	119,1	(4,2)	-	
Desarrollo del Cable, S.A.	España	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	21,1	20,5	8,1	-	
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	Reino Unido	Transporte de gas	I.G.	72,6	0,1	57,6	115,1	(50,8)	
Metragaz, S.A.	Marruecos	Transporte de gas	I.G.	72,4	3,4	0,9	0,5	-	

(1) Resultado correspondiente a septiembre de 2006

(2) Resultado correspondiente a octubre de 2006

(3) Resultado correspondiente a noviembre de 2006

(4) 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 23 de febrero de 2007 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 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 GAS NATURAL.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. José Vilarasau Salat
Consejero

D. Enrique Alcántara-García Irazoqui
Consejero

D. José Luis Jové Vintó
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena
Consejero

D. Guzmán Solana Gómez
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 Maséda
Consejero

D. Jaime Vega de Seoane Azpilicueta
Consejero

D. José Arcas Romeu
Consejero



INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

1. Evolución de los negocios

Análisis del ejercicio 2006

El beneficio neto del ejercicio 2006 alcanza los 855 millones de euros con un crecimiento del 14,1% respecto al del ejercicio anterior.

El EBITDA aumenta un 25,9% respecto al del año anterior. Las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas junto a la actividad de electricidad en España han impulsado este importante crecimiento.

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 han alcanzado un EBITDA de 220 millones de euros, triplicando las cifras del año anterior.

La actividad de electricidad en España (generación y comercialización) alcanza un EBITDA de 259 millones de euros, que representa un aumento del 188,2%, gracias tanto al impulso en generación -debido a la puesta en marcha de las tres unidades de 400 MW en la planta de Cartagena a principios del año- como al abandono temporal y selectivo de la comercialización de electricidad.

La energía eléctrica generada en España se eleva a 16.987 GWh (+106,3%). La cuota de generación de electricidad en España de GAS NATURAL en el mercado de régimen ordinario aumenta hasta el 7,9%.

La actividad de distribución de gas en Latinoamérica continúa con su crecimiento orgánico y registra un incremento en el EBITDA del 21,9% situándose en 386 millones de euros, consolidándose Brasil como el principal artífice de este crecimiento.

GAS NATURAL supera la cifra de 10,7 millones de puntos de suministro de distribución de gas con un aumento de 483.000 puntos en los últimos doce meses, lo que representa un crecimiento del 4,7%.

Principales magnitudes económicas

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	10.348	8.527	21,4
EBITDA	1.912	1.519	25,9
Beneficios de explotación	1.263	969	30,4
Resultado neto atribuible a accionistas de la soc. dominante	855	749	14,1
Inversiones materiales	1.057	1.125	(6,1)
Deuda financiera neta (a 31/12)	3.091	3.615	(14,5)

Principales magnitudes físicas

	2006	2005	%
Distribución de gas (GWh):	432.954	422.912	2,4
España:	258.758	254.774	1,6
Ventas de gas a tarifa	44.660	51.121	(12,6)
ATR	214.098	203.653	5,1
Latinoamérica:	171.750	165.408	3,8
Ventas de gas a tarifa	106.849	99.891	7,0
ATR	64.901	65.517	(0,9)
Italia:	2.448	2.730	(10,3)
Ventas de gas a tarifa	2.347	2.652	(11,5)
ATR	101	78	29,5
Suministro de gas (GWh):	294.451	305.324	(3,6)
España ⁽¹⁾	251.410	259.649	(3,2)
Internacional	43.041	45.675	(5,8)
Transporte de gas – EMPL (GWh)	129.499	145.923	(11,3)
Red de distribución de gas (Km):	104.528	100.150	4,4
España	42.364	39.611	7,0
Latinoamérica	58.152	56.763	2,4
Italia	4.012	3.776	6,3
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):	10.662	10.179	4,7
España	5.435	5.134	5,9
Latinoamérica	4.907	4.757	3,2
Italia	320	288	11,1
Contratos por cliente en España (a 31/12)	1,43	1,47	(2,7)
Energía eléctrica producida (GWh):	19.514	10.466	86,4
España	17.831	8.904	-
América	1.683	1.562	7,7
Capacidad de generación eléctrica (MW):	3.440	3.373	2,0
España	3.169	3.102	2,2
América	271	271	-

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

Importe neto de la cifra de negocios

Importe neto cifra negocios	2006	%s/total	2005	%s/total	% 2006/2005
Distribución de gas	3.875	37,5	3.537	41,5	9,6
España	2.154	20,8	1.993	23,4	8,1
Latinoamérica	1.557	15,1	1.420	16,6	9,7
Italia	164	1,6	124	1,5	32,0
Electricidad	1.507	14,5	1.059	12,4	42,3
España	1.348	13,0	926	10,9	45,5
Puerto Rico	159	1,5	133	1,6	19,1
Upstream & Midstream	285	2,8	262	3,1	8,7
Mayorista y Minorista	6.346	61,3	5.774	67,7	9,9
Otros	146	1,4	135	1,6	8,1
Ajustes de consolidación	(1.811)	(17,5)	(2.240)	(26,3)	(19,2)
Total	10.348	100,0	8.527	100,0	21,4

El importe neto de la cifra de negocios en el ejercicio 2006 supera por primera vez la cifra de 10.000 millones y asciende a 10.348 millones de euros, un 21,4% superior al del 2005. Ello ha sido debido fundamentalmente a los niveles de actividad alcanzados y, en particular, al incremento en un 45,5% de la actividad de electricidad en España.

EBITDA ⁽¹⁾

	2006	%s/total	2005	%s/total	% 2006/2005
Distribución de gas	1.228	64,2	1.122	73,9	9,5
<i>España</i>	812	42,4	778	51,2	4,4
<i>Latinoamérica</i>	386	20,2	317	20,9	21,9
<i>Italia</i>	30	1,6	27	1,8	10,3
Electricidad	322	16,8	152	10,0	-
<i>España</i>	259	13,5	90	5,9	-
<i>Puerto Rico</i>	63	3,3	62	4,1	0,6
Upstream & Midstream	181	9,5	176	11,6	3,2
Mayorista y Minorista	220	11,5	61	4,0	-
Otros	(39)	(2,0)	8	0,5	-
Total	1.912	100,0	1.519	100,0	25,9

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

El EBITDA de 2006 alcanza los 1.912 millones de euros, con un aumento del 25,9% respecto al del año anterior.

La mayor contribución al EBITDA de GAS NATURAL corresponde a la actividad regulada de la distribución de gas en su conjunto (España, Latinoamérica e Italia) con casi dos tercios del total (64,2%) y, en particular, a la distribución en España (42,4%).

La actividad de electricidad en España continúa su fuerte impulso y alcanza ya un 13,5% del total.

Las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas tanto en España como en el exterior han experimentado un fuerte impulso en 2006 hasta representar un 11,5% del EBITDA consolidado.

Beneficio de explotación

	2006	%s/total	2005	%s/total	% 2006/2005
Distribución de gas	798	63,2	752	77,7	6,1
<i>España</i>	527	41,7	517	53,4	1,9
<i>Latinoamérica</i>	271	21,5	229	23,6	18,4
<i>Italia</i>	-	-	6	0,7	-
Electricidad	224	17,7	89	9,1	-
<i>España</i>	179	14,2	45	4,6	-
<i>Puerto Rico</i>	45	3,5	44	4,5	2,2
Upstream & Midstream	134	10,6	128	13,2	5,0
Mayorista y Minorista	197	15,6	46	4,7	-
Otros	(90)	(7,1)	(46)	(4,7)	-
Total	1.263	100,0	969	100,0	30,4

Las dotaciones a amortizaciones y provisiones aumentan un 18,0% en su conjunto, debido principalmente al esfuerzo inversor realizado en redes de distribución de gas y generación de electricidad, tras lo que el beneficio de explotación aumenta un 30,4%, alcanzando la cifra de 1.263 millones de euros.

Resultados financieros

El gasto financiero neto del período es de 267 millones de euros, frente a 221 millones de euros en el año anterior. La variación registrada se debe fundamentalmente a un mayor coste de la deuda financiera, motivado tanto por un mayor volumen de deuda media (+4,8%), como por un ligero aumento del coste medio como consecuencia de un mayor peso de la deuda en monedas latinoamericanas, y a los costes del aval bancario con motivo de la Oferta por Endesa.

La significativa generación de caja ha contribuido a una reducción de la deuda neta de 524 millones de euros en el período, alcanzando los 3.091 millones de euros al cierre del ejercicio 2006.

Los instrumentos de financiación disponibles al cierre del ejercicio superan los 3.900 millones de euros.

La evolución de los tipos de cambio de cierre de 2006 con respecto a 2005 de la deuda en moneda no Euro (principalmente dólar estadounidense y peso mexicano) ha llevado a una disminución de la deuda neta de 131 millones de euros en el año.

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	Negativa
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), sociedades de generación eólica y a la consolidación por el método de la participación de los resultados de Enagás en el período enero-septiembre de 2005. Las participaciones en Enagás, a partir del 1 de octubre de 2005, y en Gas Natural de Álava, a partir del 1 de septiembre de 2006, no se consolidan por el método de participación.

El resultado correspondiente a la participación en resultados en asociadas en 2006 es de 5 millones de euros frente a 34 millones en 2005. Este menor resultado se debe fundamentalmente a la desconsolidación de Enagás desde el 1 de octubre de 2005.

Resultados de la enajenación de participaciones en empresas asociadas y otras inversiones

Los resultados de la enajenación de participaciones en empresas asociadas y otras inversiones correspondientes al año 2006 alcanzan los 230 millones de euros frente a 286 millones del año anterior.

Estos resultados se deben fundamentalmente a la enajenación durante el ejercicio de un 7,8% de la participación en Enagás. Asimismo, incluyen los resultados generados por la venta en el mes de noviembre de la participación en Gas Natural de Álava (10%).

La participación en Enagás a 31 de diciembre de 2006 es del 5,0%. GAS NATURAL ha completado la reducción de su participación en cumplimiento de la legislación vigente.

Impuesto sobre sociedades

El gasto por impuesto sobre sociedades en el ejercicio asciende a 302 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo de gravamen del 24,6%, frente al 22,6% registrado en el año 2005.

El diferencial respecto del tipo general de gravamen obedece a las deducciones aplicadas, a los resultados de sociedades puestas en equivalencia, a créditos fiscales pendientes de compensar, así como la aplicación de distintos regímenes de tributación de sociedades cuya actividad se desarrolla en otras jurisdicciones.

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 50,4%), 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 2006 asciende a 74 millones de euros, con una disminución de 4 millones, debida fundamentalmente a una menor aportación del subgrupo de sociedades participadas en Argentina y Brasil.

Inversiones

Las inversiones totales ascienden a 1.164 millones de euros en 2006, cifra un 21,6% inferior a la registrada en el año anterior, fundamentalmente por menores inversiones financieras.

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2006	2005	%
Inversiones materiales	1.057	1.125	(6,1)
Inversiones en activos intangibles	57	63	(9,6)
Inversiones financieras	50	296	(83,0)
Total inversiones	1.164	1.484	(21,6)

Las inversiones materiales del período alcanzan los 1.057 millones de euros, con un descenso del 6,1% debido fundamentalmente a la finalización y puesta en marcha de la central de ciclo combinado de Cartagena de 1.200 MW, que estaba en construcción en el año 2005.

Las inversiones financieras del período incluyen la adquisición del 100% de Petroleum Oil & Gas España en marzo de 2006 mientras que el año anterior incluían principalmente la adquisición de DERSA.

El detalle por actividades de las inversiones materiales es el siguiente:

	2006	2005	%
Distribución:			
España	591	611	(3,3)
Latinoamérica	412	354	16,4
Italia	113	191	(40,6)
	66	66	(0,9)
Electricidad:			
España	314	450	(30,3)
Puerto Rico	306	446	(31,5)
	8	4	-
Gas:			
Up+Midstream	123	33	-
Mayorista & Minorista	109	17	-
	14	16	(16,0)
Resto	29	31	(4,6)
Total inversiones materiales	1.057	1.125	(6,1)

La inversión en distribución alcanza los 591 millones de euros, un 3,3% inferior a la del año anterior. Aunque, por un lado, la inversión en distribución en España crece

un 16,4% fruto del desarrollo de la red gasista, por otro, la inversión en distribución en Latinoamérica desciende un 40,6% debido principalmente a la ralentización de la actividad en México.

Las cifras de inversión en la actividad de electricidad en España registran una caída del 31,5% debido al menor volumen de activos en construcción en el año 2006 (1.200 MW) respecto a los del año 2005 (2.000 MW).

La inversión en Distribución de gas en España representa un 39,0% del total de inversión material de GAS NATURAL. Esta inversión se ha destinado, fundamentalmente, a la captación de nuevos puntos de suministro, con la puesta en servicio de 2.753 Km de nueva red en los últimos doce meses, con un crecimiento del 7,0%.

El 28,9% de las inversiones materiales en 2006 corresponde a la actividad de electricidad en España, principalmente, al desarrollo de la construcción de los ciclos combinados de Plana del Vent (800 MW) y de Málaga (400 MW).

La inversión en Up + Midstream refleja el inicio del proyecto integrado de GNL de Gassi Touil y el desarrollo de Petroleum Oil & Gas España.

El inmovilizado material y los activos intangibles netos se incrementan en 390 millones de euros en 2006, alcanzando la cifra de 9.294 millones a 31 de diciembre de 2006.

Su desglose por actividades es el siguiente:

	A 31.12.06	%
Distribución:		
España	5.762	62,0
Latinoamérica	3.645	39,2
Italia	1.681	18,1
	436	4,7
Electricidad:		
España	2.342	25,2
Puerto Rico	2.140	23,0
	202	2,2
Gas:		
Up+Midstream	998	10,7
Mayorista & Minorista	900	9,7
	98	1,0
Resto		
	192	2,1
Total inmovilizado material y activos intangibles	9.294	100,0

El conjunto del inmovilizado material y activos intangibles incluye inmovilizaciones en curso por importe de 623 millones de euros, de los que 436 corresponden a la actividad de electricidad, (construcción de plantas de ciclo combinado), 74 a Up + Midstream (desarrollo de Gassi Touil) y 61 millones a Latinoamérica.

La actividad de distribución de gas, con un 62,0%, 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 1.681 millones de euros, el 18,6% del total consolidado, y corresponden a activos de distribución de gas en dicha 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

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.154	1.993	8,1
Aprovisionamientos	(928)	(784)	18,3
Gastos de personal, neto	(62)	(76)	(18,6)
Otros gastos/ingresos	(352)	(355)	(0,8)
EBITDA	812	778	4,4
Dotación a la amortización	(273)	(256)	6,6
Dotación a provisiones	(12)	(5)	-
Beneficios de explotación	527	517	1,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 2.154 millones de euros, cifra un 8,1% superior a la del año anterior.

El EBITDA se sitúa en 812 millones de euros con un aumento del 4,4% sobre el reportado en el año anterior y en línea con el aumento de la remuneración regulada para el ejercicio 2006. El EBITDA se ha visto afectado por el menor crecimiento de gas vehiculado y de puntos de suministro que implica un ajuste sobre la retribución esperada para el año 2006 (25 millones de euros). En este sentido, el año 2006 ha sido el segundo año térmico más caluroso desde 1980, que además se compara con un año 2005 ligeramente más frío que un año térmico normal.

La reducción en los gastos de personal obedece a una cifra de trabajos para el inmovilizado superior a la del año anterior, asociada a un nivel de inversiones materiales superior (+16,4%), que en la cuenta de resultados consolidada con criterios NIIF se presenta por el neto.

El aumento de un 6,6% en la cifra de amortizaciones y el impacto de las provisiones deja en un 1,9% el crecimiento de los beneficios de explotación.

Principales magnitudes

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

	2006	2005	%
Ventas actividad de gas (GWh):	258.758	254.774	1,6
Ventas de gas a tarifa:	44.660	51.121	(12,6)
Residencial	21.367	26.639	(19,8)
Industrial	21.148	13.303	59,0
Eléctricas	2.145	11.179	(80,8)
ATR	214.098	203.653	5,1
Red de distribución (Km)	42.364	39.611	7,0
Incremento de puntos de suministro, en miles	301	325	(7,4)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.435	5.134	5,9

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa la distribución y comercialización de gas a tarifa y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 258.758 GWh, con un aumento del 1,6% respecto a las del año anterior.

Las ventas de gas en el mercado residencial a tarifa disminuyen un 19,8%, debido al progresivo traspaso de clientes a la actividad de comercialización libre -tanto a las sociedades comercializadoras de GAS NATURAL como a otras sociedades comercializadoras- y a las mayores temperaturas invernales del ejercicio con respecto a las del anterior. El nivel de permanencia en comercializadoras propias es del 76%.

Actualmente el mercado de gas alcanza un grado de apertura (ventas de gas en el mercado liberalizado vs mercado total) del 85,9% frente a un 83,2% en el año anterior. No obstante, las ventas de gas en el mercado industrial a tarifa han aumentado un 59,0% respecto al año anterior debido principalmente al retorno al mercado regulado de diversos clientes industriales de consumo medio por circunstancias de precios de mercado. Por último, la ITC 4101/2005 estableció que al 30 de junio el consumo de las centrales térmicas debía ser atendido desde el mercado liberalizado, abandonando por tanto el mercado regulado.

Los servicios de distribución para el acceso de terceros a la red (ATR) se incrementan en un 5,1% y alcanzan los 214.098 GWh, de los que 96.221 GWh (+3,1%) corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 117.877 GWh (+6,8%), para la comercialización libre de GAS NATURAL, como principal operador también en el mercado liberalizado de gas.

La red de distribución se incrementa en 2.753 Km durante el año 2006 alcanzando los 42.364 Km de redes de distribución a 31 de diciembre de 2006, lo que supone un crecimiento del 7,0%. Durante el año 2006 se han incrementado en 56 los municipios gasificados, alcanzando un total de 870. Asimismo, se han firmado convenios de gasificación con distintos municipios de la geografía española que se materializarán en los próximos trimestres.

GAS NATURAL mantiene elevados ritmos de crecimiento en el número de puntos de suministro y aumenta en 301.000 nuevos puntos en los últimos doce meses. A 31 de

diciembre de 2006 la cifra de puntos de suministro de la red distribución de GAS NATURAL en España alcanza los 5.435.000, con un crecimiento del 5,9%.

Por último, el pasado 30 de diciembre de 2006 se publicó la Orden ITC 3993/2006 por la que se actualiza la retribución para el año 2007 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 2007 es de 1.085 millones de euros, lo que representa un incremento del 5,2% sobre la retribución ajustada de 2006 (1.031 millones de euros). Los ingresos regulados para 2007 se ven reducidos por los ajustes realizados a la remuneración del 2005 y 2006 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 histórica se ha actualizado de acuerdo con el 85% del IPH alcanzando los 19 millones de euros.

Distribución Latinoamérica

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

Resultados

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.557	1.420	9,7
Aprovisionamientos	(960)	(897)	7,0
Gastos de personal, neto	(61)	(53)	14,1
Otros gastos/ingresos	(151)	(153)	(1,6)
EBITDA	386	317	21,9
Dotación a la amortización	(91)	(78)	17,3
Dotación a provisiones	(24)	(10)	-
Beneficios de explotación	271	229	18,4

El año 2006 consolida el continuo crecimiento de los resultados de la actividad de distribución en Latinoamérica. El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 1.557 millones de euros y registra un crecimiento del 9,7%.

El EBITDA alcanza los 386 millones de euros, con un incremento del 21,9%, y de 69 millones de euros en términos absolutos con respecto al año anterior. Los principales motivos de crecimiento son:

- La mejora de los resultados operativos en todos los países, con una contribución al EBITDA de 61 millones de euros, fundamentado en el incremento generalizado de la actividad.
- La apreciación de las monedas locales, con una contribución al EBITDA de 8 millones de euros.

Sin considerar las variaciones del tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 19,3%.

Cabe destacar la fortaleza de las cifras de Brasil, que representa un 41,3% del total, con un EBITDA de 160 millones de euros y un crecimiento del 38,6% respecto al mismo período del año anterior (+27,4% sin considerar variaciones de tipo de cambio).

La deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2006 correspondiente a las sociedades gasistas en Latinoamérica asciende a 909 millones de euros, con una reducción de 77 millones de euros durante el año.

Principales magnitudes

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

	2006	2005	%
Ventas actividad de gas (GWh):	171.750	165.408	3,8
Ventas de gas a tarifa	106.849	99.891	7,0
ATR	64.901	65.517	(0,9)
Red de distribución (Km)	58.152	56.763	2,4
Incremento de puntos de suministro, en miles	150	253	(40,7)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	4.907	4.757	3,2

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 171.750 GWh con un incremento del 3,8%. Las ventas de gas aumentan un 7,0% hasta los 106.849 GWh mientras que los servicios de ATR experimentan un ligero descenso del 0,9%.

Continúa destacando Colombia con un aumento del 21,1% en las ventas de gas y con crecimiento de doble dígito en cada uno de sus segmentos de mercado.

La red de distribución se incrementa en 1.389 Km en los últimos doce meses, alcanzando los 58.152 Km a 31 de diciembre de 2006, 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 4.907.000 a 31 de diciembre de 2006. GAS NATURAL mantiene elevadas tasas de crecimiento con un incremento de 150.000 puntos de suministro en los últimos doce meses, pese a las dificultades coyunturales de competitividad en Brasil y México y el elevado nivel de saturación alcanzado en Colombia.

Las principales magnitudes físicas por países en el año 2006 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	69.200	45.274	13.557	43.719	171.750
Incremento vs. 2005 (%)	(0,2)	4,6	21,1	5,2	3,8
Red de distribución	21.486	5.387	16.050	15.229	58.152
Incremento vs. 31/12/2005 (Km)	1,2	7,6	3,6	1,3	2,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.322	753	1.712	1.120	4.907

Cabe destacar los siguientes aspectos:

- El 20 de julio de 2005 Gas Natural BAN y representantes de los ministerios de Economía y producción y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del Gobierno argentino firmaron un Acta Acuerdo por el cual, y entre otros aspectos, se establecía un incremento de tarifas a cuenta del futuro marco tarifario equivalente a un aumento del 27% en el margen de distribución de la sociedad, aplicable a partir de noviembre de 2005.

En el Boletín Oficial de la República Argentina del 10 de abril de 2006 se ratifica el Acta Acuerdo por parte del Presidente de la República. En la actualidad está pendiente de instrumentación por el regulador.

Este incremento de tarifas se ha venido registrando en las ventas de gas de Gas Natural BAN desde el 1 de noviembre de 2005.

- En Brasil, la competitividad del gas vehicular frente a combustibles alternativos sitúa las ventas en este mercado un 22,0% por encima del 2005 representando ya un 23,0% de las ventas totales. Asimismo continúa el importante desarrollo comercial en el país, con mayor incidencia en el mercado industrial, con un crecimiento de las ventas del 17,9% en Sao Paulo. Por otro lado, el saneamiento de la cartera de clientes ha dado lugar a un descenso en el ritmo de incremento de puntos de suministro.

El crecimiento de la actividad de distribución de gas, la mejora en márgenes industriales y una mayor eficiencia en la gestión del gasto, con un crecimiento muy inferior a la inflación del país, sitúan el EBITDA en moneda local un 27,4% por encima del alcanzado en el año anterior.

- En Colombia, las ventas mantuvieron el intenso ritmo de crecimiento con tasas de doble dígito en todos los mercados (+21,1%) La base de clientes crece en un 6,1% respecto al 2005, alcanzando 1.712.000 puntos de suministro a pesar del elevado nivel de saturación en Bogotá.

Destaca el crecimiento de un 25,7% en el mercado industrial y de un 53,1% en el mercado de gas natural vehicular, en el que durante el año 2006 se han convertido 32.685 vehículos, lo que supone un incremento del 108,0%. Asimismo destaca el crecimiento en el número de estaciones, pasando de 38 en 2005 a 75 a finales de 2006.

-Por último, México incrementa sus ventas de la actividad de gas en un 5,2%, fundamentalmente por mayores ventas al mercado industrial por desplazamiento del coque y combustóleo y a los servicios de ATR (+6,0%). Este efecto fue contrarrestado en parte por el descenso de las ventas de gas en el mercado residencial, debido al aumento del coste de gas que se referencia a precios del sur de Estados Unidos. El gobierno federal ha instrumentado medidas para paliar este efecto con una vigencia inicial hasta el 30 de septiembre de 2006. Se estima que a futuro se estudien otras modalidades para promocionar el consumo de gas.

La mejora de la eficiencia asociada a la contención de gastos se constituye como el impulsor del crecimiento del EBITDA de un 5,3% respecto al año anterior.

Distribución Italia

Resultados

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	164	124	32,0
Aprovisionamientos	(110)	(77)	43,0
Gastos de personal, neto	(13)	(11)	16,2
Otros gastos/ingresos	(11)	(9)	23,6
EBITDA	30	27	10,3
Dotación a la amortización	(28)	(21)	35,4
Dotación a provisiones	(2)	-	-
Beneficios de explotación	-	6	(100,0)

Las operaciones de distribución de gas en Italia representan una contribución al EBITDA de 30 millones de euros, con un crecimiento del 10,3%, y muestran la consolidación de la actividad de GAS NATURAL en el país.

Las operaciones de expansión en las regiones de Reggio Calabria y Catania han dado lugar a unas mayores inversiones (236 Km de nueva red de distribución), y consecuentemente mayores amortizaciones, que crecen un 35,4%, lo que explica la disminución del beneficio de explotación.

Principales magnitudes

	2006	2005	%
Ventas actividad de gas (GWh):	2.448	2.730	(10,3)
Ventas de gas a tarifa	2.347	2.652	(11,5)
ATR	101	78	29,5
Red de distribución (Km)	4.012	3.776	6,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	320	288	11,1

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.448 GWh, con un descenso del 10,3% respecto al mismo período del año anterior debido fundamentalmente a las mayores temperaturas registradas en el año.

La actividad comercial se consolida en 2006 con un crecimiento de 32.000 nuevos puntos de suministro en términos interanuales y una intensa actividad en la zona de Palermo, Catania y Reggio Calabria.

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 de electricidad en el mercado liberalizado español.

Resultados

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.348	926	45,5
Aprovisionamientos	(958)	(788)	21,6
Gastos de personal, neto	(8)	(7)	18,2
Otros gastos/ingresos	(123)	(41)	-
EBITDA	259	90	-
Dotación a la amortización	(77)	(44)	76,3
Dotación a provisiones	(3)	(1)	-
Beneficios de explotación	179	45	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad alcanza los 1.348 millones de euros con un aumento del 45,5%.

El precio medio anual de 2006 se ha situado en 52,97 €/MWh. Los precios del pool durante el cuarto trimestre del año han descendido de forma continua y notable, alcanzándose en diciembre el precio más bajo del pool de los últimos 24 meses. Ello ha sido debido, entre otras razones, a factores como la alta hidraulicidad y eolicidad y las demandas moderadas.

En términos de EBITDA los resultados obtenidos en 2006 se elevan a 259 millones de euros, casi triplicando las cifras del año anterior.

Principales magnitudes

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

	2006	2005	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	3.169	3.102	2,2
Ciclos combinados	2.800	2.800	-
Eólica	347	279	24,4
Cogeneración	22	23	(4,3)
Energía eléctrica producida (GWh):	17.831	8.904	-
Ciclos combinados	16.987	8.234	-
Eólica	694	528	31,4
Cogeneración	150	142	5,6
Electricidad contratada (GWh/año)	210	1.688	(87,6)
Ventas de electricidad (GWh):	2.761	6.296	(56,1)
Residencial	1.931	2.028	(4,8)
Industrial	830	4.268	(80,6)

La energía generada y vendida -fundamentalmente al mercado mayorista- en el año 2006 alcanza los 17.831 GWh, doblando las cifras del año anterior gracias a la puesta en marcha de la central de ciclo combinado de Cartagena (1.200 MW) en el primer trimestre, junto con el escenario favorable de precios de pool.

La generación de electricidad con ciclos combinados asciende a 16.987 GWh en el acumulado anual. La cuota acumulada en 2006 de GAS NATURAL en generación de electricidad en régimen ordinario se sitúa en el 7,9%.

El número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga ha superado durante 2006 las 6.071 horas, correspondientes a un factor de carga superior al 69%.

La actividad de comercialización de electricidad en el mercado liberalizado continúa penalizada al tener que competir con la tarifa de referencia, sensiblemente más baja, de forma que se asumen pérdidas cuando el coste de mercado es superior a la tarifa. Por este motivo, un gran número de comercializadoras sigue optimizando su cartera de clientes en el mercado liberalizado, siendo cada vez más frecuente que sus clientes vuelvan al mercado a tarifa.

GAS NATURAL ha mantenido la tendencia establecida en la segunda mitad del año 2005 y ha reducido notablemente su cartera de contratos procediendo a un abandono temporal de la actividad de comercialización de electricidad, en tanto en cuanto no se racionalicen las condiciones de mercado.

En esta línea, las ventas de electricidad en la actividad de comercialización industrial han disminuido en un 80,6% y en el segmento residencial en un 4,8%.

GAS NATURAL cuenta con 2.800 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados, además de 1.200 MW en construcción (Plana del Vent y Málaga) y más de 800 MW en tramitación avanzada de permisos, todo ello en línea con el objetivo de alcanzar los 4.800 MW en generación de electricidad con ciclos combinados en el horizonte del ejercicio 2008.

GAS NATURAL, tras realizar adquisiciones en generación eólica a través de su filial Gas Natural Corporación Eólica y completar promociones propias, cuenta actualmente con una potencia bruta instalada de 721 MW (347 MW atribuibles) y más de 900 MW en desarrollo. La producción eólica neta atribuible de los parques participados por GAS NATURAL durante 2006 ha sido de 694 GWh.

Al final del cuarto trimestre de 2006, 31 MW (15,5 MW atribuibles) se encuentran en una fase avanzada de construcción. GAS NATURAL se afianza como uno de los principales actores del negocio de energías renovables, concretamente en energía eólica

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

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	159	133	19,1
Aprovisionamientos	(81)	(59)	36,0
Gastos de personal, neto	(3)	(3)	14,8
Otros gastos/ingresos	(12)	(9)	37,1
EBITDA	63	62	0,6
Dotación a la amortización	(18)	(16)	11,7
Dotación a provisiones	-	(2)	-
Beneficios de explotación	45	44	2,3

Las actividades de GAS NATURAL en Puerto Rico alcanzan un EBITDA en moneda local de 79 millones de dólares estadounidenses, con un incremento del 6,5% 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 de la isla que utiliza gas natural como combustible, está situada en Peñuelas, al sur de Puerto Rico, y produce entre un 15% y un 17% de toda la energía eléctrica que se consume en la isla.

Las ventas de generación eléctrica del año 2006 de EcoEléctrica han sido de 3.375 GWh (la energía atribuible a GAS NATURAL es de 1.603 GWh), con un crecimiento del 8,0% y con un factor de carga del 76%, superior al 70% registrado en el año anterior.

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 Magreb-Europa.

Resultados

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	285	262	8,7
Aprovisionamientos	(40)	(52)	(23,8)
Gastos de personal, neto	(4)	(2)	64,0
Otros gastos/ingresos	(60)	(32)	88,1
EBITDA	181	176	3,2
Dotación a la amortización	(47)	(48)	(1,9)
Dotación a provisiones	-	-	-
Beneficios de explotación	134	128	5,1

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de Upstream y Midstream alcanza los 285 millones de euros, con un aumento del 8,7%.

El EBITDA del año 2006 es de 181 millones de euros, un 3,2% superior al del año anterior, debido fundamentalmente a la mayor utilización de la flota de buques metaneros en el año en curso (97% vs 78% de 2005) a pesar de una menor actividad en el transporte de gas por gasoducto y un tipo de cambio del dólar desfavorable

Principales magnitudes

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

	2006	2005	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	129.499	145.923	(11,3)
Portugal	28.838	35.287	(18,3)
GAS NATURAL	100.661	110.636	(9,0)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos, a través de las sociedades EMPL y Metragaz, ha representado un volumen total de 129.499 GWh, con un descenso del 11,3%. De esta cifra, 100.661 GWh han sido transportados para GAS NATURAL, a través de la sociedad Sagane, y 28.838 GWh para Portugal y Marruecos. El descenso de los volúmenes transportados se debe a la caída de la demanda por la benignidad de las temperaturas invernales y al uso de la flexibilidad del contrato de gas natural por gasoducto.

En marzo de 2006 GAS NATURAL ha adquirido el 100% de la compañía Petroleum Oil & Gas España dedicada a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en España y que cuenta con reservas de gas, fundamentalmente, en el valle del Guadalquivir. Esta sociedad proporciona a GAS NATURAL las únicas reservas conocidas de gas en España y permite consolidar y aumentar su "know how" en exploración y producción.

En el ámbito del acuerdo alcanzado entre GAS NATURAL y Repsol YPF cabe destacar el desarrollo conjunto del proyecto de explotación en Gassi Chergui (Argelia) y el proyecto integrado de exploración, producción y comercialización de gas natural licuado (GNL) en la zona de Gassi Touil (Argelia), que incluye la construcción de una planta de licuefacción de gas natural en Arzew. En mayo de 2006 fue constituida la sociedad encargada de su construcción y operación con la denominación de El Andalus LNG y en la que GAS NATURAL participa con un 32%.

Continúan las actividades de perforación de pozos en Gassi Touil. La ingeniería básica de las instalaciones de superficie ha sido concluida y la adjudicación de su construcción se realizará durante el año 2007. Actualmente se están analizando distintas alternativas en relación con la construcción de la planta de licuefacción.

GAS NATURAL y Repsol YPF, a través de su joint venture (Stream), han firmado con el Gobierno de Nigeria un acuerdo marco para el desarrollo de un proyecto de GNL en este país, que incluye la eventual construcción y operación de una planta de licuefacción, con una capacidad inicial de unos 10 bcm de gas natural, y para la adquisición y el desarrollo de reservas de gas para alimentar la planta.

En abril de 2006 GAS NATURAL y Repsol YPF han firmado un nuevo contrato "time charter" para un nuevo buque metanero de 138.000 m³ de capacidad que entraría en servicio en el año 2009 por un período de 20 años. Asimismo, Stream ha lanzado un proceso de solicitud de ofertas para la construcción de hasta 11 buques metaneros,

en dos fases, para cubrir las futuras necesidades derivadas de los proyectos en desarrollo. Los primeros 5 buques entrarían en operación en el año 2010.

GAS NATURAL ha presentado ante la administración italiana (Ministero delle Attività Produttive) la solicitud de autorización administrativa para desarrollar los proyectos de construcción de dos plantas de regasificación en Italia que se ubicarían en Trieste y en Taranto. Ambos proyectos son de características similares y constarán de dos tanques de 150.000 m³, con una capacidad anual de regasificación de 8 bcm cada una. Durante el último trimestre de 2006, los proyectos de GAS NATURAL han sido incluidos por el Gobierno Italiano en una "short list" de proyectos a considerar con urgencia.

Ambos proyectos reportarían grandes beneficios para las regiones donde se ubicaran, incidiendo significativamente en su desarrollo económico.

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

	2006	2005	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.346	5.774	9,9
Aprovisionamientos	(5.981)	(5.609)	6,6
Gastos de personal, neto	(21)	(23)	(9,0)
Otros gastos/ingresos	(124)	(81)	53,5
EBITDA	220	61	-
Dotación a la amortización	(7)	(5)	26,9
Dotación a provisiones	(16)	(10)	52,4
Beneficios de explotación	197	46	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de suministro de gas alcanza los 6.346 millones de euros, que supone un aumento del 9,9% respecto al año anterior.

El EBITDA en 2006 registra unos resultados de 220 millones de euros, frente a 61 millones de euros en el mismo período del año anterior.

La ITC 4101/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural para el 2006, incluye en la estructura de cálculo de la CMP el coste previsto para el aprovisionamiento en los meses de invierno (conforme a lo que ya se había reconocido en la ITC 3321/2005, de 27 de octubre) de forma que permite una mejor formación de precios en el mercado liberalizado. El coste de la materia prima se incrementó un 14% respecto al anterior vigente.

Como consecuencia de las medidas adoptadas para favorecer la liberalización y el reconocimiento de los costes de la materia prima, la convergencia hacia niveles de precios internacionales, así como de la política comercial seguida por GAS NATURAL, la evolución del EBITDA de la actividad sigue la positiva evolución iniciada a mediados de 2005 con la optimización de la cartera de contratos de gas en el mercado liberalizado y la política de precios aplicados, adaptándola a las condiciones actuales de mercado.

La orden ITC 3992/2006 por la que se establecen las tarifas de gas natural para 2007, incluye en la estructura de la CMP un 24% de gas natural licuado (GNL) con el fin de cubrir la fuerte estacionalidad del mercado regulado, mayoritariamente residencial, que supone una nueva mejora en la formación de precios en el mercado liberalizado, atendiendo a la importancia creciente del GNL en el contexto mundial. Asimismo, en la misma orden se establece la supresión de las tarifas 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:

	2006	2005	%
Suministro de gas (GWh):	294.451	305.324	(3,6)
España:	251.410	259.649	(3,2)
Mercado español regulado	58.678	59.985	(2,2)
Mercado español liberalizado:	192.732	199.664	(3,5)
Comercialización GAS NATURAL ⁽¹⁾	160.624	152.966	5,0
Aprovisionamiento a terceros	32.108	46.698	(31,2)
Internacional:	43.041	45.675	(5,8)
Aprovisionamiento	31.476	32.202	(2,3)
Comercialización Europa	11.565	13.473	(14,2)
Contratos multiproducto (a 31/12)	2.137.135	2.249.137	(5,0)
Contratos por cliente (a 31/12)	1,43	1,47	(2,7)

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

El aprovisionamiento y comercialización total de GAS NATURAL ha sido de 294.451 GWh, con un descenso del 3,6%, de los que 251.410 GWh han tenido como destino el mercado español (-3,2%) y los 43.041 GWh restantes los mercados internacionales (-5,8%).

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 el año 2006 dicha actividad ha alcanzado los 58.678 GWh, con una disminución del 2,2% por la mayor apertura del mercado y una climatología invernal más benigna que ha contraído la demanda residencial, y pese a la utilización del mercado regulado como refugio por determinados clientes industriales medianos.

En cuanto al mercado liberalizado, las ventas han sido de 192.732 GWh con un descenso del 3,5% respecto a las del año anterior. De estas ventas, 160.624 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, con un crecimiento total del 5,0% con respecto al 2005. Por otro lado el aprovisionamiento al mercado liberalizado de otras comercializadoras de gas alcanza los 32.108 GWh, con un descenso del 31,2%.

En cuanto a la actividad multiproducto de GAS NATURAL, en 2006 se han añadido más de 72.000 contratos de mantenimiento, con lo que los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2006 alcanzan la cifra de 1.497.000.

A 31 de diciembre de 2006, GAS NATURAL cuenta con 211 centros colaboradores y un centro en propiedad, a los que hay que añadir otros 672 centros asociados, lo que supone una potente red comercial única en España, que ha permitido comercializar productos y servicios adicionales a la venta de gas, incluidos servicios financieros y venta de electricidad, alcanzando un cifra total de contratos de más de 2.137.000 lo que sitúa el ratio de contratos por cliente en España en 1,43.

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 2006 y 2005, la distribución de gas representó, respectivamente, un 37,5% y un 41,5% de la cifra de negocios consolidada de GAS NATURAL. Asimismo, la distribución de gas representó, respectivamente, un 63,2% y un 77,7% 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. Existen acontecimientos impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas. En este tipo de situaciones y para garantizar un suministro continuo, 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 2005 era de 54,38 dólares, aumentando un 19,8% durante el 2006 para alcanzar un precio de 65,14 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 y afectarían 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 compran 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 2005-2007. En el año 2006, GAS NATURAL ha realizado las adquisiciones de derechos de emisión en el mercado para cubrir el déficit de derechos de emisión. 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. En el año 2006 se aprobó el Decreto-Ley 3/2006 que afecta significativamente al régimen de derechos de emisión concedidos gratuitamente en 2005, si bien se halla pendiente de desarrollo reglamentario.

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 2006, una deuda neta de 1.446,8 millones de euros, que supone un 46,8% de la deuda neta total, era denominada en moneda diferente al euro, predominantemente en dólares americanos. 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 2006 la deuda a tipo fijo es del 65,1%.

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 2006, aproximadamente un 21,5% 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 y que se pretenden alcanzar con el acuerdo marco firmado en el mes de abril de 2005 con Repsol YPF, S.A.

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 sobre-capacidad 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 2006, la aportación al EBITDA del negocio de GAS NATURAL en Latinoamérica representa aproximadamente un 20,2% y en el ejercicio 2005 fue del 20,9%. 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.

3. Tecnología, investigación, innovación y protección del medio ambiente

La información relativa a Tecnología, investigación, innovación y medio ambiente se incluye en la Nota 39 de la Memoria.

4. Recursos Humanos

A 31 de diciembre de 2005, GAS NATURAL tenía un total de 6.686 empleados, de los que 3.822 pertenecen a España, 371 a Resto de Europa, 107 a Magreb, 2.308 a Latinoamérica y 78 a Puerto Rico.

5. Gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados

La información relativa a gestión de riesgos e instrumentos financieros derivados se incluye en las notas 3 y 10 de la Memoria.

6. Perspectivas de futuro

2006 ha sido un año en el que el Grupo ha seguido evolucionando de acuerdo a las directrices y objetivos establecidos en el Plan Estratégico en vigor (PE 2004-2008).

Plan Estratégico

El Plan Estratégico de GAS NATURAL para el período 2004-2008 recoge inversiones por valor de 8.800 millones de euros.

El Plan Estratégico distribuyó las inversiones por actividad de la siguiente forma:

Desglose Inversión (*)	%
Distribución gas	28%
Generación electricidad CC	23%
Latinoamérica	14%
Europa	14%
Up & Midstream	10%
Generación electricidad eólica	7%
Otros	4%
Total Inversión	100%

* El desglose por actividades del cuadro se corresponde con las líneas de actividad existentes con anterioridad a la reorganización de líneas de negocio principales realizada en el año 2005.

Distribución de gas: las inversiones previstas son las necesarias para ampliar la red de distribución e incrementar el número de puntos de suministro en 1,7 millones en el

período, así como para mantenimiento y renovación de las redes con el objetivo de asegurar la calidad del suministro.

Generación de electricidad: incluye las inversiones necesarias para disponer en el año 2008 de 4.800 MW en España en ciclos combinados y más de 1000 MW en régimen especial.

Latinoamérica: inversión necesaria para ampliar en los distintos países la red de distribución con el fin de incrementar en 1,7 millones el número de puntos de suministro en el período.

Europa: inversiones necesarias para alcanzar 700.000 clientes en distribución de gas en 2008 y consolidar la presencia en Francia.

Upstream & Midstream: esta inversión corresponde principalmente a los proyectos integrados de GNL. Destaca el proyecto de Gassi Touil, que supone la creación de un consorcio participado en un 40% por GAS NATURAL y en un 60% por Repsol YPF, S.A.. Inicialmente contempla la exploración, producción, licuefacción y comercialización de reservas de gas, e incluye la construcción de una o dos plantas de licuefacción con una capacidad de 61-81 TWh/año. El proyecto tiene una duración de 30 años.

Perspectivas 2007

2007 debería ser un año más de progresión tanto en resultados como en rentabilidad en línea con nuestro Plan Estratégico:

- Se espera que las nuevas condiciones en el mercado de comercialización mayorista y minorista de gas tengan un efecto positivo.
- La contribución del negocio eléctrico debería ir en aumento gracias a la incorporación del nuevo CCGT de Plana del Vent de 800 MW de potencia y la optimización de la cartera de comercialización.
- Se espera que el negocio de distribución continúe ofreciendo un sólido crecimiento gracias al aumento de la retribución y al buen comportamiento del negocio en Latinoamérica.

El pasado 1 de febrero de 2007 el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. decidió, por unanimidad, no participar en el proceso de concurrencia de ofertas en sobre cerrado por estimarlo desigual y, en consecuencia, desistir de su OPA de adquisición sobre el 100% de Endesa, S.A.. En el comunicado explicativo de la posición de la compañía en relación con el proceso de oferta iniciado el 5 de septiembre de 2005, se indica:

“Cumplidos, desde hace tiempo, los trámites administrativos preceptivos, y levantadas finalmente las suspensiones cautelares por la autoridad judicial, se ha acordado el inicio del período de aceptación de las ofertas que compiten por el 100% del capital de Endesa.

Después de más de 16 meses de espera, y una vez que se pueden conocer los datos y condicionantes de la situación, es el momento en que, finalmente y tal como anticipó, Gas Natural puede tomar una decisión con respecto a la oferta que formuló el 5 de septiembre de 2005 por Endesa.

Por todo ello, el Consejo de Administración de Gas Natural ha decidido por unanimidad no participar en un proceso en el que existen desigualdades y por ello ha acordado desistir de su oferta de adquisición del 100% de las acciones de Endesa.”

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. Gas Natural es una empresa global abierta a las oportunidades que le ofrecen la coyuntura mundial y su actual posición nacional e internacional.

El objetivo 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.

En su virtud, la compañía está actualizando su Plan Estratégico, cuyas conclusiones se espera comunicar a los mercados a lo largo de 2007.

7. Acciones propias

A 31 de diciembre de 2006 ninguna de las sociedades de GAS NATURAL posee acciones propias.

8. Propuesta de aplicación de resultados

La información relativa a la propuesta de aplicación de resultados se incluye en la nota 30 de la Memoria.

9. Acontecimientos posteriores al cierre

La información relativa a los acontecimientos posteriores al cierre del ejercicio se incluye en la nota 40 de la Memoria.

DILIGENCIA: Para hacer constar por el Vicesecretario del Consejo de Administración Don Felipe Cañellas Vilalta que el Consejo de Administración en la sesión de 23 de febrero de 2007 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 29 hojas números 1 a 29 inclusive.

A continuación, los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, firman los citados documentos rubricando las presentes hojas número 30 y 31 que quedan incorporadas como anexo al Informe de Gestión de GAS NATURAL.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Niubó
Vicepresidente

~~D. Rafael Villaseca Marco~~
Consejero Delegado

D. José Vilarasau Salat
Consejero

D. Enrique Alcántara García Irazoqui
Consejero

D. José Luis Jové Vintó
Consejero

D. Carlos Kinder Espinosa
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena
Consejero



D. Guzmán Solana Gómez
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