

informe **anual** 2011



sumario

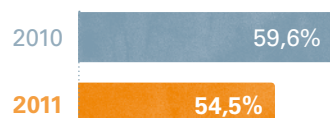
informe **anual** 2011

04	Magnitudes básicas.	50	Análisis económico.
06	Carta del Presidente.	51	Análisis económico consolidado.
08	Los hitos de 2011.	60	Información bursátil.
12	Gobierno corporativo.	62	Informe de Auditoría, Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión de Gas Natural Fenosa.
14	Gestión corporativa.	338	Datos consolidados 2007-2011.
15	Recursos humanos.	339	Estadísticas de explotación.
19	Medio ambiente.	340	Estadísticas financieras.
26	Innovación.	341	Estadísticas bursátiles.
30	Calidad.		
34	Compromiso con la sociedad.		
42	Gestión económico-financiera.		
46	Auditoría interna.		

Magnitudes básicas

Ratios financieros

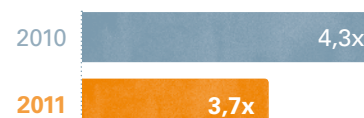
Endeudamiento⁽¹⁾



Ebitda/Coste deuda financiera neta



Deuda neta/Ebitda



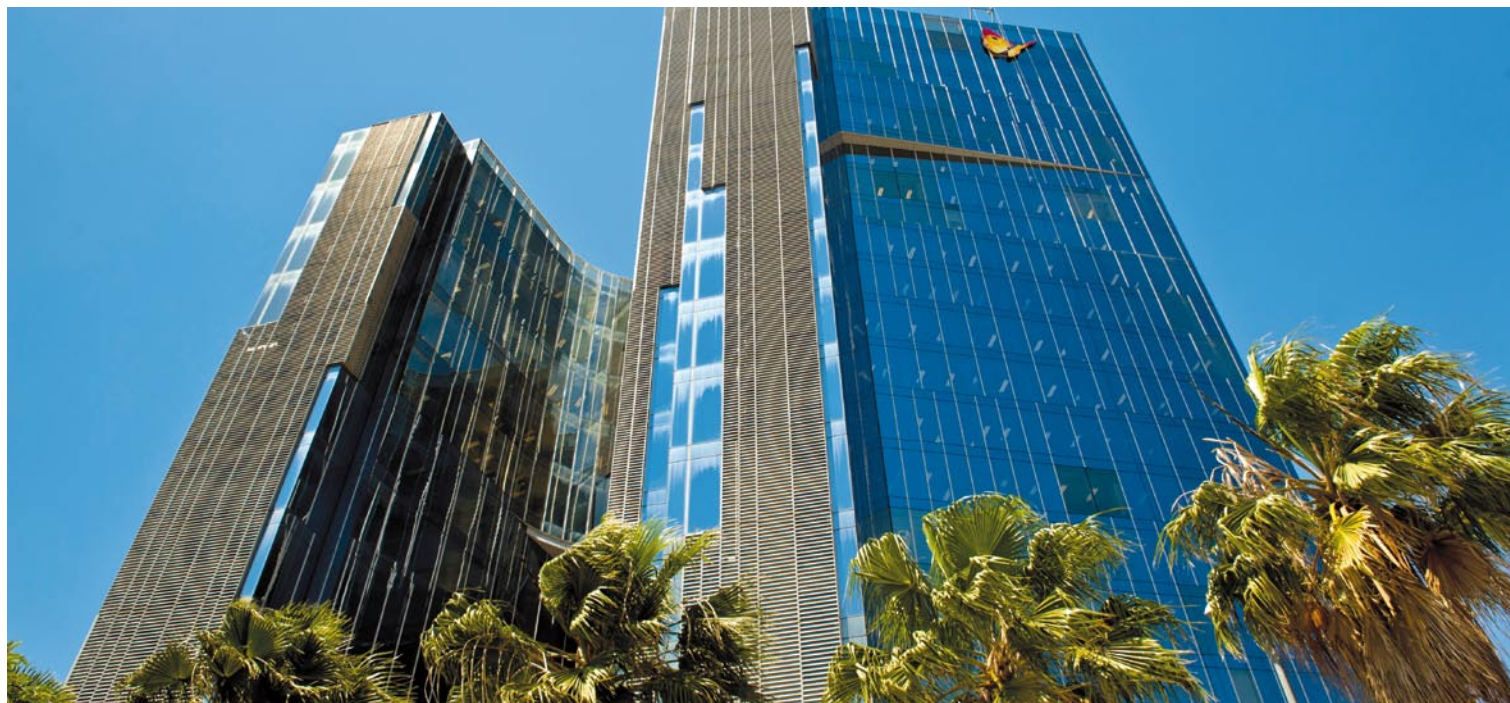
(1) Deuda financiera neta/Deuda financiera neta+Patrimonio+Socios externos.

Explotación

	2011	2010	%
Distribución de gas (GWh)	395.840	411.556	(3,8)
Distribución de electricidad (GWh)	54.067	54.833	(1,4)
Puntos de suministro de distribución gas (en miles) a 31/12	11.372	11.361	0,1
Puntos de suministro de distribución de electricidad (en miles) a 31/12	8.133	9.436	(13,8)

	2011	2010	%
Energía eléctrica producida (GWh)	56.616	58.389	(3,0)
España	38.081	38.338	(0,7)
Internacional	18.535	20.051	(7,6)
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.443	17.305	(10,8)
España	12.760	14.637	(12,8)
Internacional	2.683	2.668	0,6
Suministro de gas (GWh)	308.635	305.704	1,0
España	236.902	250.885	(5,6)
Resto	71.733	54.819	30,9
Unión Fenosa Gas⁽¹⁾			
Comercialización de gas en España (GWh)	56.937	59.518	(4,3)
Resto ventas de gas (GWh)	26.503	27.774	(4,6)
Transporte de gas-EmpI (GWh)	111.855	109.792	1,9

(1) Magnitudes al 100%.



Personal

	2011	2010	(%)
Nº de empleados	17.769	18.778	(5,4)

Financiero

(millones de euros)

	2011	2010
Importe neto de la cifra de negocios	21.076	19.630
Beneficio operativo bruto. Ebitda	4.645	4.477
Inversiones totales	1.514	1.553
Beneficio neto	1.325	1.201
Dividendo ⁽¹⁾	821	742

(1) Importe total equivalente.

Ratios bursátiles

	2011	2010
Cotización (euros)	13,27	11,49
Beneficio por acción (euros)	1,39	1,30
Relación capital/beneficio ⁽¹⁾	9,90	8,80
Número de acciones a 31/12	991.672.139	921.756.951
Capitalización bursátil a 31/12 (millones de euros)	13.155	10.591

(1) Considerando el número medio de acciones en el ejercicio.

Carta del Presidente



Señoras y Señores Accionistas,

Tras haber finalizado con éxito la integración, Gas Natural Fenosa ha avanzado, durante el ejercicio 2011, en el cumplimiento del Plan Estratégico 2010-2014 y ha concluido, un año antes de lo previsto, el plan de desinversiones y el programa de sinergias comprometidos tras la fusión. Paralelamente, se ha reforzado la estructura financiera de la compañía y se ha reestructurado la deuda, con dos exitosas emisiones de bonos en el euromercado.

El beneficio neto creció un 10,3%, hasta los 1.325 millones de euros, gracias al impulso de la actividad internacional de comercialización de gas, al desarrollo de la actividad en Latinoamérica y a la captura de las sinergias.

El Ebitda alcanzó los 4.645 millones de euros, un 3,8% más, apoyado en la excelencia operativa y un perfil de negocio basado en el adecuado equilibrio entre actividades liberalizadas y reguladas, con una contribución internacional creciente. Este modelo ha avalado, un año más, la estrategia de crecimiento de la compañía, con unos resultados que mantienen la tendencia ascendente.

Fruto de todo ello, el importe total destinado a remunerar al accionista será de 821 millones de euros, cifra que representa un *pay out* del 62%. La retribución será un 10,7% superior a la de 2010, en línea con el compromiso que la compañía mantiene con todos ustedes.

Estos resultados son, si cabe, más importantes, cuando los situamos en el contexto actual, caracterizado por la debilidad de la demanda en España, el endurecimiento del escenario energético mundial, y una situación macroeconómica y financiera muy exigente.

Gas Natural Fenosa mantiene una sólida posición de liderazgo, con el impulso de nuevos negocios como el eólico marino; una clara apuesta por las energías renovables maduras; y la entrada en nuevos mercados, como el europeo. Y al mismo tiempo, ha continuado apostando por la innovación, con el desarrollo de las redes inteligentes y el vehículo eléctrico.

Con la vista puesta en el futuro, hemos cerrado un contrato con la norteamericana Cheniere para seguir diversificando nuestros aprovisionamientos, y hemos alcanzado un acuerdo con Sonatrach, que pone fin al arbitraje interpuesto por la

compañía argelina. De esta manera, Gas Natural Fenosa ha reforzado la relación con su principal suministrador, que ha entrado en el accionariado de la compañía, y con el que colaboraremos en otros ámbitos de negocio.

En materia de reputación corporativa, quiero destacar la aprobación de una nueva Política de Respeto y Promoción de los Derechos Humanos, para dar respuesta a las exigencias del entorno. La compañía mantiene su inclusión en los índices DJSI World, DJSI Europe y FTS4Good, ha sido la empresa mejor valorada en el informe Carbon Disclosure Project Iberia 125, y se ha posicionado como la empresa número 372 del mundo, según el *ranking* Global 500 de la prestigiosa revista Fortune.

Por todo ello, quiero expresar mi confianza para continuar en el camino emprendido y estar preparados para hacer frente a un entorno complicado, que seguirá exigiendo el encomiable esfuerzo que realizan, día a día, todas las personas que forman esta gran compañía. ■



Salvador Gabarró Serra
Presidente del Consejo
de Administración

Los hitos de 2011

Consolidación de una empresa líder en gas y electricidad

Con motivo de la Junta General Ordinaria de Accionistas de 2011, celebrada el 14 de abril, el presidente de la compañía, Salvador Gabarró, y el consejero delegado, Rafael Villaseca, tuvieron ocasión de presentar ante los accionistas el plan estratégico 2010-2014.

Asimismo, la Junta aprobó los resultados de la compañía en 2010, primer año de dicho plan estratégico, en el que el Ebitda de Gas Natural Fenosa aumentó un 14,1%, hasta los 4.447 millones de euros, y el beneficio neto alcanzó los 1.201 millones de euros.

Los resultados en este primer año del plan confirmaron la consolidación de Gas Natural Fenosa como una empresa energética líder integrada en gas y electricidad.

Esta posición óptima se vio reforzada a lo largo del año con dos acuerdos estratégicos a largo plazo.

Por un lado, la firma de un conjunto de acuerdos con la empresa Sonatrach, que permiten resolver todos los procedimientos que estaban en curso en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas, además de abrir la puerta a la colaboración entre ambas compañías en distintos ámbitos.

En virtud de este acuerdo, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la entrada de la compañía argelina en el accionariado de la empresa con un 3,85%.

Por otro lado, Gas Natural Fenosa firmó con la compañía estadounidense Cheniere su mayor contrato de aprovisionamiento de gas natural licuado (GNL) con libertad de destino. Según el acuerdo, Cheniere suministrará a la multinacional española cerca de 5 bcm anuales de GNL. Este contrato marca un hito en la historia de Gas Natural Fenosa ya que por primera vez recibirá gas natural procedente de Estados Unidos.

Culminación de la integración con Unión Fenosa

El año pasado fue también el año de la culminación del proceso de integración con Unión Fenosa. Dentro de los compromisos adquiridos con la Comisión Nacional de la Competencia para la autorización de la operación, la compañía acordó la venta de, aproximadamente, 300.000 puntos de suministro de gas, en la zona de Madrid, al grupo Madrileña Red de Gas, por 450 millones de euros. Esta venta generó una plusvalía bruta estimada de 250 millones de euros.

En el ámbito de la generación, en España, se acordó la venta de la planta de ciclo combinado de Plana del Vent (Tarragona) por 200 millones de euros al grupo suizo Alpiq y de la central de ciclo combinado de 800 MW en Arrúbal (La Rioja) a una filial de ContourGlobal, operador americano especializado en el desarrollo y operación de proyectos de generación. El importe de la operación ascendió a 313 millones de euros.

Finalmente, Gas Natural Fenosa acordó la venta a Endesa de 245.000 clientes de gas en Madrid por un importe total de 38 millones de euros. La plusvalía bruta estimada es de 15 millones de euros.

Otras operaciones

La empresa acordó en 2011, con el fondo de inversión Actis, la venta de participaciones de sus filiales en Guatemala, las eléctricas Deorsa y Deocsa, así como sus participaciones en otras sociedades con actividades energéticas en el país. El importe de la operación asciende a 345 millones de dólares.

En distribución de gas en España, la compañía ejecutó la compra de activos de distribución en Toledo y Granada a



Corporación Llorente por 26,9 millones de euros. La adquisición incluye 100 kilómetros de red de transporte secundario y distribución, que permiten vehicular 900 GWh anuales.

Reconocimientos internacionales

Gas Natural Fenosa recibió múltiples premios y reconocimientos públicos durante el año 2011 que ponen en valor su actuación en los ámbitos de la responsabilidad social, la sostenibilidad y a favor del medio ambiente, además de su rigor financiero.

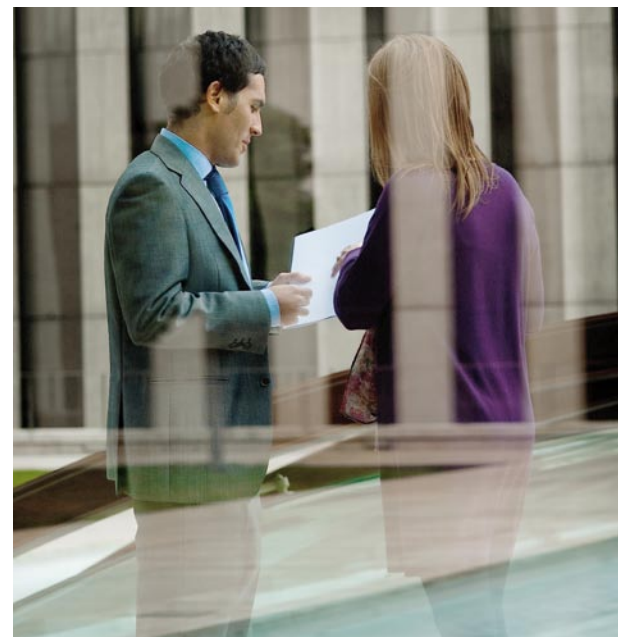
Así, la apuesta por la sostenibilidad de Gas Natural Fenosa le valió su pertenencia, un año más, al Dow Jones Sustainability Index y al selectivo europeo DJSI Europe. Asimismo, fue incluida por décimo año consecutivo en la serie de índices de sostenibilidad FTSE4Good, tras una nueva evaluación semestral dirigida a inversores socialmente responsables.

Gas Natural Fenosa fue, además, la compañía española de los sectores de *utilities* y energía con mejor puntuación en el Global Green Ranking, índice anual que elabora la revista norteamericana Newsweek. El *ranking* analiza la huella ambiental, la gestión ambiental y la transparencia en la comunicación de asuntos ambientales de cada empresa. Destaca la puntuación obtenida por Gas Natural Fenosa en cuanto a comunicación ambiental.

También por su actividad ambiental, la compañía fue reconocida como la empresa con mejor estrategia contra el cambio climático de la Península Ibérica. El prestigioso informe Carbon Disclosure Project Iberia, que analiza las mayores empresas de la península, destacó la transparencia y la gestión del cambio climático que realiza Gas Natural Fenosa. La multinacional española fue también la empresa energética europea mejor valorada en el estudio que analiza a las principales 300 empresas europeas.

Finalmente, Gas Natural Fenosa recibió en Nueva York el premio al mejor programa de desarrollo comunitario que otorga Platts, por su proyecto de gasificación Cuartel V (Buenos Aires, Argentina), en la edición 2011 de los Platts Global Energy Awards. La iniciativa premiada tiene como objetivo favorecer el acceso de los colectivos más necesitados a los servicios públicos y contribuir, de esta manera, a la reducción de la pobreza en las comunidades locales en las que opera.

Asimismo, la compañía fue calificada como la primera gasista del mundo en el Ranking de Energéticas Platts Top 250 por tercer año consecutivo. El Platts Top 250 destaca los resultados financieros de las principales compañías energéticas del mundo.



Despliegue de redes eléctricas inteligentes

Gas Natural Fenosa continuó, en 2011, su labor de transformación de sus redes de distribución de electricidad para convertirlas en redes inteligentes.

La compañía cerró 2011 con 200.000 contadores inteligentes instalados y una inversión global que alcanzó los 50 millones de euros durante este ejercicio.

Este ambicioso despliegue, que se inició en Alcalá de Henares y Aranjuez (Comunidad de Madrid, España), se extendió a las otras tres comunidades autónomas en las que Gas Natural Fenosa cuenta con redes de distribución eléctrica: Galicia, Castilla-La Mancha y Castilla y León. Junto con el cambio de los contadores, durante 2011, la compañía adaptó y automatizó más de 400 centros de transformación.

Apuesta por las renovables

Gas Natural Fenosa Renovables materializó la compra al grupo ACS de participaciones en cinco parques de generación de energía eólica en las comunidades autónomas de Cataluña, Galicia y Andalucía. La operación se cerró por 72,4 millones de euros.

Asimismo, se acordó con Gamesa la compra de dos parques eólicos con una potencia instalada de 42 MW. El precio final de la transacción fue de unos 64 millones de euros.

Estas adquisiciones reforzaron el crecimiento del grupo energético en el área de renovables, tras haber sido la primera adjudicataria en los últimos concursos eólicos impulsados en diferentes comunidades autónomas.

Finalmente, la compañía anunció la creación de una empresa energética gallega especializada en renovables, denominada Fenosa. La sociedad nace con el plan de invertir 1.000 millones de euros hasta 2016, crear más de 2.000 puestos de trabajo en Galicia y gestionar más de 3.000 MW de generación con energías renovables.

Presencia internacional

En el ámbito internacional, Gas Natural Europe, filial de Gas Natural Fenosa, empresa para la comercialización de gas natural en Francia, realizó su primera descarga de GNL en la terminal de Montoir de Bretonne con el objetivo de consolidar y potenciar la presencia en el mercado francés.

Asimismo, amplió y reforzó su presencia europea con una nueva sucursal comercial en Holanda. Con la apertura de esta oficina para la captación de clientes, la empresa prevé incrementar a corto plazo su actividad de venta mayorista de gas natural, aprovechando su posición y experiencia como primer comercializador de gas natural en la Península Ibérica y el hecho de ser un operador mundial de GNL, con presencia destacada en las costas atlántica y mediterránea.

En Latinoamérica, la compañía continuó impulsando sus negocios en todos los países en los que está presente y, ya en el ámbito institucional, el presidente de la República de Panamá, Ricardo Martinelli, se reunió con el presidente de Gas Natural Fenosa, Salvador Gabarró, y con su consejero delegado, Rafael Villaseca, en la sede de la compañía en Madrid.





La Junta General de Accionistas de 2011 aprobó una remuneración para el accionista por un importe equivalente a 0,80 euros por acción

Nombramientos

El Consejo de Administración contó con la incorporación de Nemesio Fernández-Cuesta como consejero dominical a propuesta de Repsol YPF, en sustitución de Fernando Ramírez Mazarredo. Por otro lado, Narcís Serra Serra presentó su renuncia a su puesto en el Consejo de Administración de la empresa.

Compromiso con los accionistas

La Junta General de Accionistas de 2011 aprobó una remuneración para el accionista por un importe equivalente a 0,80 euros por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2010. Por primera vez, los accionistas pudieron elegir entre recibir esa cantidad en acciones, en metálico o en una combinación de ambos.

En diciembre, el Consejo de Administración acordó destinar 360 millones de euros al pago del dividendo a cuenta a cargo de los resultados del ejercicio 2011. ■

Gobierno corporativo

Comité de Dirección

El Comité de Dirección es el máximo órgano de decisión en el ámbito ejecutivo y está constituido de la siguiente manera:



Consejero Delegado
D. Rafael Villaseca Marco



Dirección General Económico-Financiera
D. Carlos J. Alvarez Fernández



Dirección General de Latinoamérica
D. Sergio Aranda Moreno



Dirección General de Estrategia y Desarrollo
D. Antonio Basolas Tena



Dirección General de Negocios Regulados de Electricidad
D. José Antonio Couso López



Dirección General de Planificación Energética
D. José María Krauel



Dirección General de Negocios Mayoristas de Energía
D. Manuel Fernández Álvarez



Dirección General de Generación
D. José Javier Fernández Martínez



Dirección General de Recursos
D. Antonio Gallart Gabás



Dirección General de Servicios Públicos
D. Manuel Coboleda



Dirección General de Comunicación y Gabinete de Presidencia
D. Jordi García Tabernero



Dirección General de Negocios Minoristas de Energía
D. Daniel López Jordà



Dirección General de Negocios Regulados de Gas
D. Antoni Miris Mingos

Entre las prioridades de Gas Natural Fenosa se encuentra garantizar la transparencia y la eficacia en el funcionamiento de sus órganos de gobierno y, por tal razón, asume prácticas avanzadas de gobierno corporativo.

Puede afirmarse, tras las sucesivas modificaciones del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus comisiones (la última de ellas, en septiembre de 2011), que la compañía cumple con la mayoría de las recomendaciones de buen gobierno corporativo de las sociedades cotizadas.

Las prácticas de gobierno corporativo de Gas Natural Fenosa se describen en detalle en diversos informes anuales, que son elevados a la Junta General de Accionistas para su conocimiento o para su aprobación.

La documentación elaborada por la compañía en materia de gobierno corporativo pretende dar cuenta de la información más relevante relacionada con sus normas y procedimientos, así como los criterios que sirven de base para las decisiones adoptadas. Toda la información corporativa se encuentra a disposición del público en la página web del grupo www.gasnaturalfenosa.com.

En el desarrollo de las prácticas de gobierno corporativo participan la Junta General de Accionistas, máximo órgano decisorio de la sociedad, así como el Consejo de Administración y sus comisiones: la Comisión Ejecutiva, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y la Comisión de Auditoría y Control. También el Comité de Dirección, desde la perspectiva de la gestión de la compañía, desempeña un papel relevante.

Durante 2011, los diferentes órganos de gobierno mencionados se reunieron con la siguiente frecuencia:

- Consejo de Administración: trece reuniones.
- Comisión Ejecutiva: nueve reuniones.
- Comisión de Nombramientos y Retribuciones: ocho reuniones.
- Comisión de Auditoría y Control: cinco reuniones.
- Comité de Dirección: reuniones mensuales.

El Consejo de Administración, sus comisiones y el Comité de Dirección funcionaron, durante 2011, con la normalidad esperada, ejercitando plenamente y sin interferencias sus competencias, con total respeto tanto de la legalidad vigente como de las normas aplicables de organización y funcionamiento del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus comisiones.

Respecto a la diversidad del Consejo de Administración, el 31,25% de los consejeros son menores de 55 años, el 25% tienen una edad comprendida entre los 55 y los 60 años, y el 43,75% restante tiene más de 60 años. ■

Composición del Consejo de Administración y las distintas comisiones (a 31 de diciembre de 2011)

	Consejo de Administración	Comisión Ejecutiva	Comisión de Auditoría y Control	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Tipología del cargo
Presidente	D. Salvador Gabarró Serra	Presidente			Ejecutivo
Vicepresidente	D. Antonio Brufau Niubó	Vocal		Vocal	Dominical
Consejero Delegado	D. Rafael Villaseca Marco	Vocal			Ejecutivo
Vocal	D. Ramon Adell Ramon				Independiente
Vocal	D. Enrique Alcántara-García Irazoqui				Dominical
Vocal	D. Demetrio Carceller Arce	Vocal			Dominical
Vocal	D. Santiago Cobo Cobo			Vocal	Independiente
Vocal	D. Felipe González Márquez				Independiente
Vocal	D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	Vocal		Dominical
Vocal	D. Emiliano López Achurra	Vocal			Independiente
Vocal	D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	Presidente		Independiente
Vocal	D. Juan María Nin Génova	Vocal			Dominical
Vocal	D. Juan Rosell Lastortras				Dominical
Vocal	D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena ⁽¹⁾				Dominical
Vocal	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla ⁽²⁾		Vocal		Dominical
Vocal	D. Miguel Valls Maseda			Presidente	Independiente
Secretario no consejero	D. Manuel García Cobeleda	Secretario	Secretario	Secretario	

(1) El Consejo de Administración de fecha 28 de enero de 2011 nombró por cooptación consejero a D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena. En la Junta General Ordinaria de fecha 14 de abril de 2011 se ratificó dicho nombramiento.

(2) D. Luis Suárez de Lezo Mantilla entró a formar parte de la Comisión de Auditoría y Control el 28 de enero de 2011

gestión corporativa

informe **anual** 2011

- 15 Recursos humanos.
- 19 Medio ambiente.
- 26 Innovación.
- 30 Calidad.
- 34 Compromiso con la sociedad.
- 42 Gestión económico-financiera.
- 46 Auditoría interna.

Recursos humanos



Datos demográficos y composición de la plantilla

Al cierre del ejercicio de 2011, la plantilla de Gas Natural Fenosa ascendía a 17.769 empleados distribuidos en 22 países. Esta cifra supone un 5,4% menos que en el ejercicio de 2010 y responde a las actuaciones de mejora de procesos y eficiencia tras el proceso de integración, cerrado exitosamente con un año de antelación sobre lo previsto.

Respecto a la distribución por géneros, la presencia de mujeres en la plantilla se ha incrementado un 2% con respecto al año anterior, en los mismos términos homogéneos, resultando un 29% de mujeres y un 71% de hombres.

En relación con la distribución geográfica, el 47% de la plantilla desarrolla sus actividades fuera de España. La actividad se desarrolla en los siguientes países: Argentina, Australia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Egipto, Francia, Guatemala, Irlanda, Italia, Kenia, Madagascar, Marruecos, México, Moldavia, Nicaragua, Panamá, Puerto Rico, República Dominicana, Sudáfrica y Uganda.

La edad media de la plantilla es de 43 años, con un promedio de antigüedad en el grupo en torno a los quince años.

La plantilla gestionada directamente en 2011 fue de 14.806 personas.



Modelo de gestión del talento

La gestión del talento es una prioridad estratégica del grupo como herramienta clave para la consecución de los objetivos de negocio en sus diferentes perspectivas temporales, aportando ventaja competitiva sostenible para el crecimiento.

El modelo de gestión del talento planifica acciones de atracción, retención y desarrollo de los profesionales que necesita Gas Natural Fenosa, con acciones diferenciadas en función de los distintos segmentos de puestos y de los empleados, para garantizar la existencia de candidatos preparados para cada puesto en todo momento.

En la actualidad, Gas Natural Fenosa está inmerso en un proceso de transformación del modelo que se sustenta en tres pilares fundamentales:

1. Enfoque proactivo y transversal hacia la gestión del talento con gran involucramiento de la alta dirección, como participante clave en los procesos de identificación y desarrollo.
2. Programa de gestión del talento segmentado y estructurado con acciones de desarrollo diferenciadas, definido de acuerdo con las necesidades de posicionamiento del grupo a corto y largo plazo.
3. Integración de los procesos de gestión del talento del grupo y utilización de todas las herramientas disponibles.

Para dar respuesta a estos objetivos, se ha definido un esquema de trabajo basado en el perfil de las posiciones que definirán las carreras profesionales de los empleados:

- Posiciones de nivel generalista en las que prima el componente de gestión de proyectos y equipos, necesario para impulsar la estrategia del grupo en la toma de decisiones clave y coordinación con otras áreas.
- Posiciones en las que el componente clave se encuentra en los conocimientos y *expertise* específicos y en relaciones externas difíciles de encontrar interna o externamente, y que resultan claves para el grupo.

Durante 2011, la compañía actualizó la valoración de talento para un colectivo de 3.507 personas, lo que supone un 23% de la plantilla.

Además, se han realizado planes de sucesión correspondientes a los puestos de estructura en las posiciones de perfil directivo, identificándose más de 2.000 potenciales sucesores, lo que supone un ratio de cobertura que garantiza la continuidad de operaciones del negocio.

Por otro lado, se han realizado más de un centenar de entrevistas, y casi 150 programas de alto impacto en desarrollo gerencial, directivo y *coaching*.

Desarrollo humano y social: compromiso con las personas

Ofrecer una carrera profesional atractiva y estimulante, así como garantizar la igualdad de oportunidades, promover y respetar la diversidad, son parte fundamental del compromiso asumido por Gas Natural Fenosa con sus empleados.

En línea con el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, Gas Natural Fenosa ha impulsado, durante 2011, un plan de desarrollo humano y social con el fin de impulsar aún más su cultura sociolaboral y empresarial basada en la flexibilidad, el respeto y el compromiso mutuos, propiciando la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y género, en cada uno de los países en los que la compañía está presente.

Gas Natural Fenosa cumple los requerimientos legales respecto a la igualdad de oportunidades y la integración social, favoreciendo la contratación de personas discapacitadas incluso por encima de los requerimientos mínimos legales.

Es de destacar la obtención, durante 2011, de dos nuevos reconocimientos en este sentido:

- La certificación EFR en materia de desarrollo humano avalada por el Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad.
- La certificación de Excelencia en Diversidad (EDC) en materia de discapacidad.

Estas certificaciones constituyen un referente para homogeneizar las políticas corporativas de recursos humanos, así como consolidar las *best practices* tanto de nuestro sector como de otros sectores.

La creación de un Comité Operativo de Diversidad supone un punto de inflexión importante y un compromiso claro para la correcta gestión, así como la incorporación de nuevos empleados con discapacidad en la compañía, facilitando la integración laboral y la diversidad, y emprendiendo acciones específicas de sensibilización.

En España, el grupo mantiene convenios de colaboración con diferentes entidades jurídicas y asociaciones, como la Fundación "la Caixa", la Fundación Adecco, Prodis y Carriegos.

Igualmente, en todas las sociedades del grupo se desarrollaron acciones dirigidas al fomento de actividades de promoción social, mediante la intervención voluntaria de los empleados:

- Asociación Día Solidario.
- Campañas de concienciación ambiental.
- Actividades deportivas.
- Acuerdos de cooperación con fundaciones, institutos y centros de investigación, públicos y privados como Cruz Roja Mexicana, Fundación Humanista de Ayuda a Personas con Discapacidad y Asociación Privada de Desarrollo Integral de la Familia, entre otros.
- Fomento de actividades deportivas, en Nicaragua, Colombia, Argentina, etc., y culturales, en Colombia, Italia y Brasil.
- Actividades educativas como el Programa Argentina.
- Actividades ambientales.

En Gas Natural Fenosa, el sentimiento de pertenencia de los individuos y la sensibilidad hacia los rasgos propios de cada territorio son factores determinantes para el éxito de la compañía. Por tal razón, promueve la contratación de empleados y directivos locales, priorizando la contratación de éstos frente a otras opciones.

Durante 2011, la compañía actualizó la valoración de talento para un colectivo de 3.507 personas, lo que supone un 23% de la plantilla



Formación y desarrollo

En 2011, la Universidad Corporativa de Gas Natural Fenosa consolidó la evolución de su modelo renovando su estructura, lanzando la Universidad Virtual y potenciando el Instituto Técnico y el de Liderazgo, en línea con la misión de contribuir a desarrollar profesionales que hagan realidad la visión de Gas Natural Fenosa y sus objetivos.

Los nuevos órganos de gobierno, el Consejo Asesor y el Comité Director, aseguran la conexión permanente entre la estrategia de la compañía y los programas formativos. Cuentan con representantes de la alta dirección de la empresa y con asesores externos de prestigiosas instituciones académicas.

La nueva estructura de la universidad se asienta en dos institutos, el de Liderazgo y el Técnico, organizados a su vez en ocho escuelas y más de cincuenta aulas. El Instituto de Liderazgo desarrolla y perfecciona la función directiva a través de programas de formación de gestión de habilidades y potenciación del liderazgo.

Por su parte, el Instituto Técnico asegura el *know how* necesario para el crecimiento de Gas Natural Fenosa. Se focaliza en los conceptos y las técnicas de trabajo para áreas de negocio y funciones corporativas; en la transmisión de los conocimientos de los expertos internos con experiencia relevante y en la difusión de la experiencia y las mejores prácticas.

Finalmente, la Universidad Virtual se lanzó en el último trimestre del año para responder a los retos de optimizar la gestión del conocimiento de Gas Natural Fenosa, dotar al grupo de un canal de formación *best in class* y homogeneizar la formación a nivel internacional. Se trata de un espacio integrado de formación que incrementa la transversalidad y que favorece la homogeneización del aprendizaje. Proporciona un entorno colaborativo, un espacio amigable pensado para conectar personas y fomentar su crecimiento donde, no sólo se imparte formación, sino donde también se genera conocimiento y se intercambian las mejores prácticas.

La inversión anual en formación, en 2011, se incrementó un 9,56% respecto al ejercicio anterior, con una inversión media por persona de 569,2 euros.

Indicadores de formación de Gas Natural Fenosa

	2011	2010
Horas de formación por empleado	52,2	47,8
Usuarios de formación <i>online</i> sobre el total de la plantilla (%)	32,3	22,6

Medio ambiente

Gas Natural Fenosa entiende la responsabilidad corporativa como el conjunto de acciones desarrolladas para establecer relaciones de confianza, estables, sólidas y de beneficio mutuo con sus grupos de interés. La adecuada relación con el entorno constituye un aspecto estratégico de primer orden para la compañía y es imprescindible para la generación de valor y para velar por la sostenibilidad de la misma en el largo plazo.

En este contexto, y desde hace ya muchos años, Gas Natural Fenosa integra las consideraciones ambientales en sus estrategias y planes empresariales, como una variable clave para el desarrollo sostenible del entorno donde lleva a cabo sus actividades. El año 2011 se ha caracterizado por la culminación de la gestión ambiental que se ha visto materializada en diferentes reconocimientos y certificaciones de su gestión ambiental, especialmente relevante por la actividad que nuestra compañía desempeña. De esta forma, actividades que comenzaron su operación a finales de 2010 han logrado incorporarse a este reconocimiento, permitiendo a Gas Natural Fenosa posicionarse entre los puestos más altos tanto a nivel sectorial como de los países donde desarrolla su actividad.

A pesar del incremento de las emisiones de las instalaciones de carbón españolas como consecuencia de la obligación de emplear combustible autóctono, en 2011, se han conseguido unos valores en materia de ecoeficiencia alineados con la Política de Responsabilidad Corporativa, destacando tanto la producción como la potencia instalada que emplea fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.



Gestión ambiental

Gracias al compromiso de los empleados para actuar en todo momento de acuerdo con los criterios de respeto y sostenibilidad y para adoptar hábitos y conductas relacionadas con las buenas prácticas ambientales, se da respuesta de forma homogénea y coordinada al desarrollo de las actividades, procesos y procedimientos con repercusiones ambientales y a la optimización de la gestión ambiental. En las relaciones con los contratistas, proveedores y empresas colaboradoras, los empleados transmiten estos principios.

A cierre de 2011, Gas Natural Fenosa tenía certificada, conforme a la Norma UNE-EN ISO 14001 de gestión ambiental, 14.085 MW de generación eléctrica en España, México, Puerto Rico, Kenia, República Dominicana, Costa Rica y Panamá, lo que supone el 97% de la potencia total instalada atribuible al grupo.

Además, tiene certificado ambientalmente el suministro de gas natural y electricidad a grandes clientes mediante el acceso a las instalaciones de terceros, así como la

gestión comercial de las mismas (Gas Natural Comercializadora y Unión Fenosa Comercial), la comercialización, contratación y prestación del servicio de mantenimiento de instalaciones y aparatos de gas, la atención al cliente, facturación, cobro y la venta de servicios energéticos (Gas Natural Servicios y Gas Natural Comercial), la distribución y regasificación de gas natural y la gestión de proyectos, obras y mantenimiento en el transporte y distribución de energía eléctrica en España, los servicios de ingeniería (Gas Natural Fenosa Engineering), Unión Fenosa Gas y los principales centros de trabajo de la compañía.



En el ámbito internacional, tiene certificada la distribución de gas natural en Italia, la distribución y comercialización de gas natural en México (Gas Natural México y Metrogas), la distribución y comercialización de electricidad en Panamá (Edemet-Edechi), la distribución de energía eléctrica y del suministro eléctrico a tarifa regulada en Moldavia (Red Unión Fenosa), la producción de gas natural licuado en Damietta, Egipto (Unión Fenosa Gas), la planta de regasificación de Sagunto, España, la operación, mantenimiento y vigilancia del tramo marroquí del gasoducto Magreb-Europa (Metragaz) y la empresa de servicios profesionales (Gas Natural Fenosa Operations & Maintenance).

Por otro lado, siguen adheridas al sistema europeo EMAS las centrales térmicas de carbón y los ciclos combinados de Sabón, Palos de la Frontera y Nueva Generadora del Sur y el Sector Hidráulico de Tambre-Ulla en Galicia. Esto supone liderar las empresas energéticas en número de centros verificados de acuerdo a esta exigente norma ambiental europea.

Gas Natural Fenosa ha desarrollado en los últimos años diversas herramientas informáticas con el fin de mejorar la calidad y operatividad de la gestión ambiental de sus instalaciones. Las herramientas proporcionan el soporte de información en las principales áreas, tales como la identificación y evaluación de los requisitos legales ambientales (NorMA), los aspectos ambientales (UMAS), la gestión de riesgos ambientales (SERA), el control operativo de las emisiones, residuos y vertidos (OCEN-MA), el impacto ambiental de la avifauna (CRA) o el reporte de indicadores (SIA-Enabon) y la planificación ambiental (SPA-Enablon).

Mención especial merece el desarrollo de la herramienta de cálculo de la huella de carbono, basada en la aplicación de la metodología de análisis de ciclo de vida que incluye el inventario de las emisiones de todas las actividades de Gas Natural Fenosa en todos los países en los que está presente, e incorpora tanto las emisiones directas, asociadas a las actividades que son controladas por la empresa, como aquellas indirectas, que no siendo generadas en fuentes controladas por ella son consecuencia de sus actividades.

Gas Natural Fenosa ha continuado el impulso a la política de implicación de la cadena de suministro en las buenas prácticas ambientales. En 2011, el 84% de los principales contratistas de obras e infraestructuras de distribución de gas mantuvieron su adhesión voluntaria a las “Buenas prácticas de actuación ambiental en obras para la construcción de redes de distribución”. Adicionalmente, el 100% de los principales contratistas de obras e infraestructuras de distribución eléctrica se han adherido por primera vez al documento “Buenas prácticas de actuación ambiental para proveedores homologados de redes de electricidad”.

El conjunto de las actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2011 han supuesto un total de 99,2 millones de euros, de los que 57,6 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 41,6 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental.

Parámetros ambientales

En 2011, se han cumplido la mayoría de los objetivos ambientales establecidos en el ejercicio, si bien se ha producido un incremento de las emisiones a la atmósfera de las centrales de generación eléctrica, en España, como consecuencia de las obligaciones derivadas del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, que conlleva la necesidad de utilizar carbón autóctono para la producción de energía eléctrica. Dichas emisiones se situaron en 12,9 kt de óxidos de azufre, 19 kt de óxidos de nitrógeno y 0,7 kt de partículas.

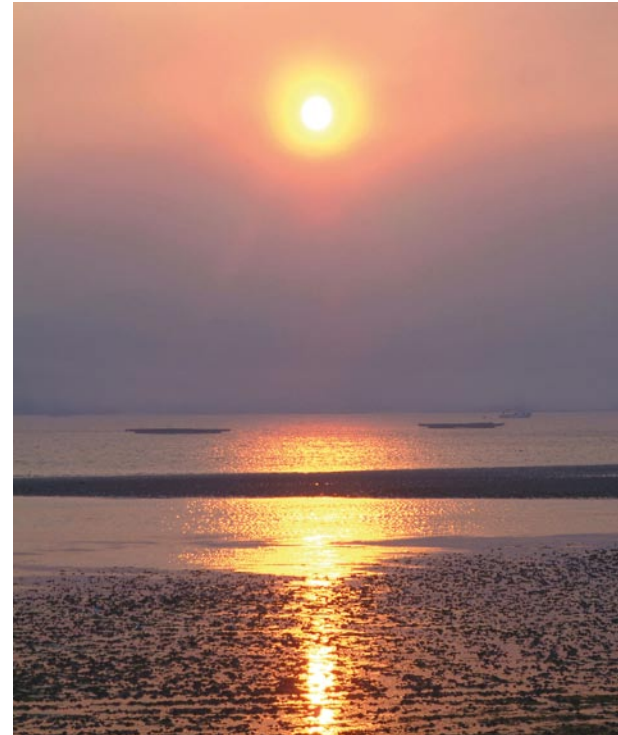
En materia de residuos, ha continuado la implantación en el grupo del Plan de Reutilización, Reducción, Reciclaje y Valorización Energética de Residuos (Pre3ver), que pretende establecer y homogeneizar criterios y pautas en la gestión de residuos, tomando en consideración los principios ambientales establecidos en la Política de Responsabilidad Corporativa. Se ha realizado un diagnóstico de la situación actual en el grupo y se ha evaluado la previsión de generación y gestión de residuos durante su período de vigencia (2010-2014). Así mismo, el plan analiza potenciales opciones de minimización, identificando aquellas susceptibles de reducción, acorde con la actividad y/o proceso que la genera, y establece las estrategias básicas y los objetivos a lograr así como las medidas concretas para su consecución.

Durante 2011, se ha continuado con la eliminación de los transformadores de PCB de concentraciones entre 50 y 500 ppm, con un total de 53,2 t en las instalaciones de Unión Fenosa Distribución, para dar cumplimiento al

Real Decreto 228/2006, por el que se modifica el Real Decreto 1378/1999 de 27 de agosto, que establece medidas para la eliminación y gestión de los PCBs y aparatos que los contengan. También en el área internacional se realizaron inventarios, para la retirada y almacenamiento adecuado de los mismos, reduciéndose significativamente el riesgo de contaminación en las instalaciones por vertido de este tipo de residuo.

Un año más cabe destacar el buen funcionamiento de los equipos y sistemas de depuración, que han permitido cumplir con las autorizaciones de vertido concedidas a cada una de las instalaciones. También se han reducido los consumos de agua y materias primas, por el bajo funcionamiento de las centrales térmicas y la necesidad de evaporación de agua en las torres de refrigeración.

Para comprobar el cumplimiento legislativo de las instalaciones en servicio, dar respuesta a quejas y reclamaciones y dar de alta nuevas instalaciones, se ha realizado la medición y control de emisiones sonoras en centrales de generación, subestaciones y centros de transformación eléctrica, y estaciones de regulación y medida de gas natural, en las que se ha aplicado el rediseño y homogeneización de los elementos constructivos de cada tipología.





Posicionamiento ante el cambio climático

Con la iniciativa Menos Gases de Efecto Invernadero, Gas Natural Fenosa se compromete a:

- Mantener estrategias y políticas en materia energética coherentes con la seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad ambiental.
- Establecer objetivos cuantificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Nivelar el balance de los vectores sociales, ambientales y económicos para contribuir a una economía baja en carbono.
- Optimizar y fomentar el ahorro y la eficiencia energética en nuestras instalaciones y en las de nuestros clientes, como la contribución más eficaz en la lucha contra el calentamiento global.
- Ser activos en los mercados de carbono y apoyar su globalización para que las tendencias en producción y consumo de energía sean sostenibles.
- Guiar las actuaciones de la compañía para concienciar al conjunto de la sociedad en la solución global del cambio climático.
- Establecer medidas concretas que contribuyan a alcanzar el compromiso de reducción de emisiones globales, equitativas y sostenibles.
- Impulsar la ejecución de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a escala global, prestando especial atención a países en vías de desarrollo.

Cambio climático

El posicionamiento de Gas Natural Fenosa ante el cambio climático se basa en su mitigación a través de una generación eléctrica con bajo contenido en carbono, el fomento de las energías renovables y la promoción del ahorro y la eficiencia energética en el transporte, generación, distribución y consumo de gas y electricidad.

La compañía afronta el cambio climático como un nuevo reto, identificando potenciales oportunidades de negocio, opciones y soluciones de reducción de gases de efecto invernadero y minimizando los riesgos derivados de las restricciones regulatorias en la materia. El gas natural es la energía fósil con menor contenido en carbono, con menores emisiones de CO_2 , lo que lo convierte en una de las mejores soluciones para la reducción de las emisiones, en un vector decisivo en el balance energético para los próximos años y en la energía referente en la transición a una economía baja en carbono.

El grupo es uno de los principales operadores de ciclo combinado del mundo, con 9.287 MW de potencia instalada, y es pionero en la introducción del gas natural como combustible para automoción en España.

Gas Natural Fenosa ha calculado la huella del CO_2 a través del inventario, control y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de todas las actividades de la compañía en todos los países en los que está presente. Las emisiones totales del grupo en 2011 han sido de 23,2 MtCO_2eq (emisiones directas) aumentando un 19,6% con respecto al año anterior, y el factor de emisión del *mix* energético de generación ha sido de 371 g CO_2/kWh .

Entre otras, caben destacar las actuaciones en ecoeficiencia, como la mejora del rendimiento de las instalaciones, el fomento de las energías renovables con 3.035 MW instalados, y de los ciclos combinados con 9.287 MW.

El empleo de mejores materiales y la renovación de tuberías y acometidas en las distribuidoras de gas del grupo, han permitido a la compañía disminuir sus emisiones de CH₄ por unidad de longitud de red un 0,3% con respecto a 2010. La racionalización del consumo energético es una de las prioridades del grupo. La compañía supervisa y somete todos sus procesos a estrictos controles en la materia, consolidando su objetivo de búsqueda de elevada eficiencia.

Asimismo, en 2011, Gas Natural Fenosa evitó la emisión a la atmósfera de más de 17,4 MtCO₂, gracias a sus actividades de generación de energía de bajo contenido en carbono, el uso de energías renovables, su gestión energética, la transformación de instalaciones industriales y residenciales de carbón y fuelóleo por otras de gas natural, la utilización de vehículos de gas, la puesta en marcha de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de otras iniciativas de reducción.

Gas Natural Fenosa apuesta por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en los países en vías de desarrollo a través de los mecanismos de flexibilidad. La compañía participa en diversos fondos de carbono y registró en Naciones Unidas diez proyectos de MDL como participante del proyecto: las centrales hidráulicas de Los Algarrobos, Macho de Monte y Dolega en Panamá, la de La Joya en Costa Rica y las de

Amaime, Bajo Tulúa y Alto Tulúa en Colombia; el aprovechamiento energético del biogás en el vertedero de Doña Juana en Bogotá, Colombia; el proyecto Sombrilla, también en Bogotá, y el proyecto Quimvale, en Río de Janeiro, Brasil, ambos de sustitución de fuelóleo por gas natural.

En materia de sostenibilidad ambiental, se sensibiliza a los clientes en el uso eficiente de la energía. A través del proyecto Compromiso Natural, la empresa patrocina a centros de arte para la mejora de sus sistemas de iluminación, mediante la sustitución de aparatos convencionales por otros de mejor clase energética, y organiza jornadas divulgativas con clientes, en las que se trasladan cuestiones de interés ambiental y energético. Gas Natural Fenosa también promueve entre sus clientes un consumo racional y sostenible de energía. En este sentido, la página web del grupo pone a disposición de los consumidores las secciones www.hogareficiente.com y www.empresaeficiente.com, que ofrecen consejos de ahorro y eficiencia energética en el hogar y que permiten realizar un completo y gratuito autodiagnóstico.

Por otra parte la empresa sigue adherida al programa Caring for Climate: The Business Leadership Platform, plataforma integrada por dirigentes empresariales que participan en el Pacto Mundial de Naciones Unidas, con el objetivo de avanzar en la lucha contra los efectos del cambio climático a través de la mejora de la eficiencia y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.



Compromiso para la conservación de la biodiversidad

- Cumplir con la legislación y las disposiciones reglamentarias para la protección de la naturaleza.
- Fomentar y colaborar en la conservación de la biodiversidad en el entorno de sus instalaciones, con especial atención a los espacios protegidos.
- Estudiar el impacto ambiental de sus actividades, proyectos, efectos sobre los ecosistemas y la diversidad biológica, teniendo en cuenta los grupos de interés.
- Adoptar medidas para evitar y minimizar los posibles efectos adversos sobre la biodiversidad, restaurando zonas y suelos degradados.
- Respetar los estilos tradicionales de vida de las comunidades indígenas que favorezcan la conservación y utilización del entorno.

Sostenibilidad y biodiversidad

Gas Natural Fenosa ha definido una estrategia ambiental como garantía de su compromiso de conservación del patrimonio natural, desarrollando numerosas iniciativas orientadas al conocimiento de los ecosistemas y hábitats en el entorno de sus instalaciones. También impulsa proyectos de restauración y compensación cuando los impactos ambientales no pueden ser completamente evitados. Además, colabora con distintas organizaciones sociales con el fin de apoyar sus iniciativas en defensa de la naturaleza.

La compañía realiza de forma continuada estudios de ecosistemas terrestres y acuáticos en los entornos de las centrales de producción eléctrica, para la caracterización del entorno natural y poder estudiar el impacto de sus instalaciones. Todos los estudios realizados en 2011 resultaron satisfactorios. Con el objeto de soportar la información georreferenciada del entorno y proporcionar capacidad de análisis avanzado en relación con el impacto ambiental de las mismas, se está desarrollando un sistema de información geográfica (SIG) en el que se recogerá la información obtenida a través de los estudios realizados desde 1999 hasta la actualidad, lo que supone el tratamiento de miles de datos relacionados con la calidad ambiental del medio terrestre, acuático y aéreo. Dicha base de información será de utilidad como herramienta para la valoración objetiva del entorno de las instalaciones en el marco de aplicación de la Ley de Responsabilidad Ambiental y de la Ley de Prevención y Control Integrado de la Contaminación.

Gas Natural Fenosa cuantifica el impacto ambiental global en el tiempo de sus diferentes procesos e instalaciones,

aplicando criterios de valoración basados en la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV), de acuerdo con los estándares internacionales ISO 14040: clasificación, caracterización, normalización y valoración. Para ello, ha desarrollado una herramienta propia, denominada UMAS (unidades medioambientales). Adicionalmente a la cuantificación del impacto ambiental global a través de la herramienta UMAS, y de la relación de estudios ecológicos, se calcula también la variación en el tiempo de la sostenibilidad en forma de huella ecológica, indicador global que traduce los impactos generados en superficie de territorio necesaria para producir los recursos consumidos y asimilar los residuos generados.

En lo referente a los suelos, en 2011, se realizaron 19 estudios de calidad del suelo en subestaciones eléctricas, cumpliendo todas con el Real Decreto 9/2005 por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados. De acuerdo a la normativa, se realizaron y enviaron a las distintas comunidades autónomas cuatro informes preliminares de suelos de subestaciones eléctricas y 105 informes de situación. Además, se han adecuado los suelos de ocho subestaciones.

Gas Natural Fenosa patrocina distintas organizaciones científicas y conservacionistas, con la finalidad de apoyar sus iniciativas en defensa de la naturaleza. Entre otros, se mantienen acuerdos de colaboración con la Fundación Oso Pardo para la realización de actividades de educación ambiental, con la finalidad de favorecer cambios de actitudes y apoyo social en la conservación del oso pardo en el norte de la Península Ibérica. También colabora con la Sociedad Española de Ornitología en el programa Aves y

Clima, con el objetivo de concienciar a través de las aves sobre los efectos del cambio climático y obtener datos sobre la fenología de las aves como método para ver cómo el cambio climático puede modificar su ciclo biológico y valorar las posibles consecuencias. También se mantiene un convenio de colaboración con la Agencia Estatal del Consejo Superior de Investigaciones Científicas para el patrocinio de la Cátedra Gas Natural-CSIC de conservación de la biodiversidad ante el cambio climático.

Gas Natural Fenosa se mantiene, por séptimo año consecutivo, como miembro de DJSI World, que incluye a las 342 empresas del mundo con mejores prácticas de responsabilidad corporativa. Una vez más, la compañía ha sido seleccionada para formar parte de la variante europea DJSI Europe, siendo una de las dos empresas del sector del gas que forman parte del mismo. En cuanto a la puntuación, Gas Natural Fenosa ha logrado un total de 85 puntos, que la sitúa 24 puntos por encima de la media del sector. En la dimensión ambiental, Gas Natural Fenosa ha obtenido las mejores calificaciones de su sector en biodiversidad e información ambiental, quedando muy próxima a las mejores calificaciones en estrategia en cambio climático y política ambiental, y sistemas de gestión. Asimismo, la compañía ha sido valorada como la segunda *utility* más verde en el prestigioso Global Green Ranking publicado por la revista Newsweek. El objetivo de dicho *ranking* consiste en cuantificar las huellas reales sobre el medio ambiente, las políticas y la reputación de las 500 mayores empresas globales. Esta es la primera vez que participa Gas Natural Fenosa, obteniendo una puntuación de 60,6, la segunda mejor de las 21 *utilities* y de las 37 empresas de energía evaluadas.



Innovación



El concepto de ciudades inteligentes o *smart cities* ha adquirido una progresiva importancia en todos los portfolio de desarrollo tecnológico

La innovación se ha consolidado, en 2011, como una de las palancas clave en la recuperación económica. Las empresas más innovadoras son, en general, las que mejor están respondiendo en este entorno desfavorable. Por ello, en 2011, se ha seguido manteniendo un esfuerzo general, tanto en las entidades públicas con responsabilidad en la materia como en las empresas privadas, para seguir con los programas iniciados y no perder el tren en la puesta en marcha y desarrollo de las nuevas ideas. En el ámbito de la energía, la respuesta al cambio climático ha seguido siendo la motivación última que impulsa diferentes áreas y líneas tecnológicas. En Europa, se han mantenido los objetivos del Plan Estratégico de Tecnología Energética (SET Plan), que sigue su curso de cara a aportar avances tecnológicos que permitan el cumplimiento de los objetivos trazados en energía para el año 2020. Si bien todas las líneas de trabajo son interesantes, quizás las que pueden arrojar resultados a más corto plazo, por la situación económica coyuntural en la que nos encontramos, requieren en estos momentos de mayor atención. La eficiencia energética en entornos urbanos (donde, en Europa, se consume

un 80% de la energía) ha tenido un papel destacado. Del mismo modo, el concepto de las ciudades inteligentes o *smart cities* ha ido adquiriendo una progresiva importancia en todos los portfolio de desarrollo tecnológico. España, a pesar de verse afectada de manera especial por la situación económica, ha mantenido el ritmo a la vez que ha iniciado una reflexión interna para lograr una mayor coordinación entre las diferentes plataformas existentes y una mejor puesta en valor, en el exterior, de la tecnología nacional desarrollada.

Dentro del anterior contexto, Gas Natural Fenosa ha consolidado su estrategia reforzando su estructura tecnológica, iniciando nuevos proyectos de gran calado y manteniendo una presencia destacada en los foros clave de decisión. Mención especial merece el compromiso y participación en la iniciativa Innoenergy, cuya misión, encomendada por el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT), es llegar hasta el mercado real en los avances tecnológicos que, en materia de energía, se plantean en Europa. Durante el año 2011, se ha consolidado esta iniciativa con la creación de la KIC Innoenergy SE. En España y Portugal, se ha creado

la filial KIC Iberia S.L., con sede en Barcelona y con responsabilidades en el ámbito europeo en materia de energías renovables. Gas Natural Fenosa es socio de ambas entidades y está presente en los órganos de gobierno de mayor nivel de las mismas.

Dentro de las actuaciones de soporte, la vigilancia y la transferencia tecnológicas permiten un conocimiento y aprovechamiento óptimos de los avances en el entorno tecnológico. Durante el año 2011, se ha continuado la colaboración con el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) y con el Electric Power Research Institute (EPRI), centrada en las áreas de operaciones y mantenimiento de ciclos combinados, control de emisiones, eficiencia energética, redes inteligentes, nuevas centrales de carbón y captura y almacenamiento de CO₂, así como en actuaciones de formación y soporte específicas. La misión de la vigilancia y transferencia se completa con una participación muy activa en las plataformas tecnológicas del ámbito energético y en otros foros de decisión, tanto nacionales como europeos, en los que se están diseñando y acordando los itinerarios tecnológicos que se seguirán en esta década.

En el ámbito del fomento de la cultura innovadora en el seno del grupo, se han lanzado los Premios Nuestra Energía de Innovación y Mejora Continua con el objeto de fomentar y reconocer las aportaciones del personal en forma de ideas que ayuden a mejorar las actividades dentro de la empresa. También se han estrenado espacios específicos de innovación en la renovada web corporativa, en la red interna Naturalnet y en la nueva Universidad Virtual lanzada por la Universidad Corporativa.



Con relación a los proyectos, se describen a continuación algunos de los más significativos, teniendo en cuenta la línea a la que corresponden.

En almacenamiento de energía, cabe destacar la finalización del sistema de almacenamiento térmico para mejorar el aprovechamiento de la energía solar captada en la planta piloto termosolar frésnel ubicada en la ETSII de Sevilla. También ha sido relevante la finalización del proyecto Sotavento, con el análisis de estrategias de gestión de la producción del parque eólico con un sistema de almacenamiento de energía mediante hidrógeno.

En el tratamiento del CO₂, durante 2011, los esfuerzos se han centrado en la experimentación con la nueva planta piloto de captura de CO₂ mediante ciclos de carbonatación-calcinación para combustión sobre lecho fluidizado de biomasa, de 300 kW de potencia instalada, situada en la central térmica de La Robla (España). Adicionalmente, Gas Natural Fenosa continúa participando en un proyecto industrial, coordinado por EPRI, consistente en el diseño, construcción y experimentación de dos plantas piloto con tecnologías diferentes

de captura de CO₂ en postcombustión y almacenamiento en formaciones geológicas. En este proyecto, la planta de captura de Mountaineer finalizó su operación en junio tras inyectar más de 35.000 toneladas de CO₂.

En la línea de infraestructuras de medida inteligente y soluciones soportadas en la misma, destaca el concepto *smart* como elemento modernizador y dinamizador en los sistemas de distribución de gas y electricidad, desarrollando proyectos que permitan disponer de los datos de consumo de los clientes de las redes de distribución de gas, incorporar servicios energéticos a través del contador y modelizar la red de distribución de gas para mejorar su seguridad y reducir su impacto sobre los ciudadanos y sus costes de ejecución. Ejemplos señalados en esta línea de actividad son los proyectos de telemida de electricidad y gas y ME3Gas. Este último, además de objetivos de integración de telemida gas y electricidad, aborda el desarrollo de *smart meters gas* que cumplan con las especificaciones de la normativa italiana y que puedan ser utilizados en el plan de despliegue que afecta a los más de 500.000 puntos de suministro que el grupo posee en el sur de Italia.

Se han continuado los esfuerzos iniciados en años anteriores para el desarrollo de sistemas avanzados de recarga de vehículos eléctricos

En relación con el desarrollo de soluciones en el entorno residencial, ha continuado el avance del proyecto europeo 3e-Houses, en cuyo marco se instalaron pilotos, durante 2011, en dos países para estudiar el efecto sobre el consumo de la aplicación de tecnologías de la información para la gestión de la demanda de los usuarios. Además, se ha desarrollado *software* de tratamiento y análisis de la información de consumos de agua, agua caliente sanitaria (ACS), calefacción y electricidad; la interfaz para mostrar a los usuarios sus consumos, y consejos que les permitan mejorar su comportamiento energético.

En la línea de eficiencia energética para el usuario final, durante 2011, las actividades de I+D+i estuvieron relacionadas con tres aspectos principales. Por un lado, el desarrollo de herramientas y soluciones de alta eficiencia energética en la utilización de tecnologías de iluminación, gestión de generación renovable de pequeña potencia y domótica, orientados a conseguir ahorros energéticos. Un ejemplo destacado de ello, e integrador de la mayor parte de las tecnologías referidas, ha sido el proyecto Reforma Integral del Complejo Cuzco (sede del Ministerio de Economía y Hacienda en Madrid). Otro ha sido la mejora de la eficiencia energética en el sector industrial, a través del proyecto Innoenergy Lighthouse Industrial Energy Efficiency. Complementariamente, se ha potenciado el desarrollo de las empresas de servicios energéticos, añadiendo la figura de la Certificación de Sistemas de Gestión Energética según norma UNE-EN ISO 50001 o el uso del Protocolo Internacional de Medida y Verificación del Ahorro Energético (IPMVP).

En el ámbito de las redes inteligentes, durante el año 2011, se ha acometido una nueva arquitectura de red inteligente (proyecto Cenit Energos) y se ha iniciado

el desarrollo de diversas herramientas para dar soporte a la operación de esta red inteligente, tanto desde el punto de vista de la gestión de la propia red y sus activos (proyecto Cenit Energos), como de la adquisición y tratamiento de la gran cantidad de medidas que se van a generar en la red inteligente (proyecto Eureka Imponet). También son relevantes las investigaciones en el área de inteligencia distribuida para el tratamiento de la información (proyecto 7°PM HyperDNO) y las soluciones específicas de automatización para la red (proyecto Innpacto RedNA).

Después de varios años de investigación y desarrollo en la red inteligente, se dispone ya de soluciones con un grado de madurez adecuado para ser probadas en entornos reales, paso previo imprescindible a su implantación masiva. En este sentido, en 2011, se han lanzado dos proyectos de carácter demostrativo. Por un lado, se ha abordado el proyecto Scala, que se desarrolla en las redes de distribución de las poblaciones de Alcalá de Henares y Aranjuez, en la Comunidad de Madrid, con objeto de probar los nuevos contadores inteligentes con tecnología Prime desarrollada expresamente para este tipo de medidores, que, además, incorpora la monitorización de la generación distribuida existente en la zona y la instalación de puntos de recarga eléctrica. Por otro lado, el proyecto Innpacto Price pone el énfasis en el desarrollo y demostración de soluciones interoperables y comunes a empresas distribuidoras en un ámbito geográfico compartido, con desarrollo y demostración en cuatro áreas: monitorización y automatización de la red de distribución, gestión energética de los centros de transformación, integración de renovables y gestión de la demanda, incluido el vehículo eléctrico.

En la búsqueda de tecnologías avanzadas de centrales y grandes instalaciones, cabe destacar la continuación en el proyecto Capwa para el desarrollo de nuevos sistemas de captación del agua generada con la combustión en centrales térmicas. Asimismo, son relevantes los avances, mediante proyectos colaborativos y programas de transferencia tecnológica, en la mejora de las instalaciones existentes.

En relación con la movilidad y el transporte sostenibles, se han continuado los esfuerzos iniciados en años anteriores para el desarrollo de sistemas avanzados de recarga de vehículos eléctricos, estaciones de servicio estándar para gas natural vehicular, un autobús urbano híbrido gas-electricidad, y el desarrollo y demostración de sistemas de movilidad eléctrica completos. A modo indicativo de este nivel de actividad, se puede citar el proyecto Rirve para el desarrollo de una red inteligente de recarga de vehículos eléctricos, con el que se ha puesto en marcha una estación de carga en A Coruña y se ha iniciado una operación piloto para valorar la viabilidad de los vehículos eléctricos como flota propia.

Finalmente, en el ámbito de las energías renovables y vectores energéticos, durante el año 2011, se ha trabajado en múltiples desarrollos con el objeto de abaratar los costes de estas energías y de ampliar, en la medida de lo posible, su aplicación a través de una cartera más extensa de tecnologías. Cabe mencionar algunos de estos desarrollos, como el proyecto Innoenergy Tesconsol, que tiene por objeto mejorar los sistemas de almacenamiento térmico existentes (por calor sensible) y desarrollar nuevas opciones viables de sistemas de almacenamiento térmico. Otro proyecto que requiere mención expresa es el Innoenergy Neptune que tiene por objeto



la medida del recurso eólico mediante Light Detection and Ranging technique (LIDAR) ubicado en elementos flotantes, por ejemplo, boyas, y el análisis de viabilidad y simulación de parques eólicos *offshore*. También cabe mencionar el proyecto Biogás, desarrollado para verificar la posibilidad del aprovechamiento del biometano, que se está erigiendo en un nuevo e interesante vector energético por su asociación al gas natural y su carácter renovable, a través de los sistemas de distribución de gas natural. Por último, se incluye el desarrollo de nuevas tecnologías en relación con la biomasa y los cultivos energéticos, con sendos proyectos orientados a la obtención de este recurso energético a costes menores que los actuales.

Calidad



Gas Natural Fenosa establece como uno de los pilares básicos de gestión la satisfacción de sus clientes a través de la calidad del servicio. Para ello, realiza un seguimiento continuo de la calidad percibida y de los aspectos del servicio que son más críticos para mejorar la experiencia de los clientes con la compañía. Esto ha permitido, un año más, ser líderes en satisfacción en el segmento residencial.

Durante 2011, se han implementado mejoras en el modelo de medición con el objeto de obtener mayor y mejor información para gestionar los procesos, de forma que se orienten a la satisfacción de los clientes. Este modelo se compone de dos visiones que son complementarias: por un lado, una visión general de todos los clientes de la compañía, que constituye el índice de satisfacción global; y, por otro lado, una visión de proceso, donde se entrevista a los clientes que han sido usuarios de un determinado servicio y tienen un recuerdo reciente de su experiencia. Dentro de las mejoras implementadas se ha evolucionado desde una escala semántica a una escala numérica, se ha aumentado el número de competidores respecto a los que se compara y se han revisado los aspectos más críticos del servicio para incorporarlos al modelo, además de incluir aspectos intangibles como la imagen, la recomendación o la fidelidad. Esto ha permitido contar con un modelo de medición único y homogéneo para todos los productos y países. Por otro lado, el modelo se ha completado incorporando

todos los segmentos de clientes de la compañía: residenciales, pymes y grandes clientes.

Cabe resaltar que el índice de satisfacción global (clientes que se manifiestan satisfechos o muy satisfechos) de Gas Natural Fenosa alcanzó, en 2011, el 75,8% en España en el segmento residencial y el 64,5% en el segmento de las pymes. La compañía es líder de su sector, puesto que la media de la competencia mostró una satisfacción de 62,1% y 52,4% en los segmentos residencial y pymes, respectivamente. Por su parte, el 66% de los clientes en el segmento mayorista, integrando asimismo gas y electricidad, están satisfechos o muy satisfechos.

En 2011, Gas Natural Fenosa desarrolló numerosas iniciativas de mejora de la calidad en el servicio al cliente para optimizar los resultados en este ámbito. En España, destaca el hecho de que Gas Natural Fenosa ha sido reconocido con el Premio Servicio al Cliente 2012 en la categoría de Proveedores de Energía. Este certamen es una competición abierta a todas las compañías que deseen evaluar su nivel de servicio de atención al cliente y se basa en un estudio con clientes reales con los que se evalúan los tres principales canales de comunicación: teléfono, Internet y correo postal. Por otro lado, dentro del ámbito de atención a grandes clientes, hay que destacar las iniciativas de formación en el conocimiento y utilización de la Oficina Virtual, el lanzamiento de una plataforma de atención de incidencias 24 horas y de la nueva página web para mayoristas.

En Italia, a lo largo de 2011, se han llevado a cabo varias iniciativas de mejora, destacando, en el ámbito de Gas Natural Vendita Italia, la reducción

de tiempos de gestión de reembolsos a clientes o la reducción reclamaciones por la demora en los envíos de las facturas.

En Moldavia, se ha lanzado la nueva página web de la compañía en este país, que permitirá atender al cliente por esta vía y ofrecerle información útil acerca de servicios, gestiones, etc.

En Colombia, destacan las mejoras realizadas en la gestión, administración y resolución de PQR (Problems, Questions and Request) escritas, así como la incorporación de los clientes de electricidad al modelo de medición de la satisfacción. También se puso en marcha el proyecto Pasión por el Servicio, que se enmarca en las iniciativas de mejora del servicio al cliente y que ha conseguido reducir significativamente el número de reclamaciones.

En Brasil, cabe resaltar el proyecto de Atención con Excelencia, dentro del cual se incluye la segunda edición de la Campaña VIP, que tiene como objetivo estrechar los lazos entre la empresa y los clientes. Asimismo, cabe destacar que Ceg, filial del grupo en la ciudad de Río de Janeiro (Brasil), fue galardonada con el Premio de Excelencia en Contact Center, por segunda vez consecutiva, en la categoría de Call Center Tercerizado. El objetivo del premio es reconocer los mejores servicios en la relación con los clientes en el mercado brasileño. También por segundo año consecutivo, Ceg fue galardonada en la XI edición del Premio ABT en la categoría de Servicio de Atención al Cliente.

Gas Natural Fenosa continuó promoviendo, en 2011, como palanca del plan estratégico, la mejora continua de los procesos a fin de aumentar la eficiencia de los mismos, siempre con



el foco puesto en el cliente. El modelo de mejora continua de la compañía se apoya sobre tres pilares: la metodología, la comunicación y las personas. La metodología está basada en Lean Seis Sigma y se ha potenciado la formación con el desarrollo de un curso *online* básico de mejora y formación específica en herramientas como el *value stream mapping*. Además, se formaron 21 personas con perfil de Champion, 21 Yellow Belt y 52 Green Belt. En el apartado de comunicación se ha creado un espacio de mejora continua en la intranet, a fin de promover la difusión de conocimientos y buenas prácticas, y también se ha realizado el lanzamiento de los Premios Nuestra Energía, con dos categorías: Mejora Continua e Innovación. El premio pretende promover, en todos los niveles de la compañía, la generación de ideas que puedan convertirse en proyectos de mejora y reconocer aquellos que hayan reportado mejores y más amplios resultados. En cuanto a las personas, se ha promovido el reconocimiento de aquellas que han participado con éxito en el desarrollo de

proyectos de mejora, entregándoles un galardón por parte de la alta dirección de cada uno de los países: Colombia, México, Argentina y Brasil. En 2011, se iniciaron 49 proyectos cuyo fin común es mejorar la eficacia y eficiencia de diferentes procesos de negocio de la compañía.



El modelo de mejora continua de la compañía se apoya sobre tres pilares: la metodología, la comunicación y las personas

En España, es destacable la difusión de la metodología en todos los negocios de la organización, realizándose proyectos, no sólo en el ámbito de la distribución de gas, sino también en el ámbito de la generación y la distribución de electricidad, así como en áreas corporativas como Compras o Servicio al Cliente. Destacan los proyectos de optimización de los ciclos de arranque y parada de las centrales de Besòs y San Roque, el inicio de un proyecto de mejora de los planes de inspección y gestión de vida en las centrales de ciclo combinado, la definición de criterios de verificación de datos enviados a la BDI a fin de mejorar la calidad de los mismos, la gestión integrada de indicadores de mantenimiento de red y de subestaciones, el proyecto de telesupervisión de obras de acometida, la optimización de los controles de calidad de procesos como la inspección o la puesta en servicio, la gestión visual de bobinas en el almacén de A Coruña, la mejora del flujo de compras de bajo importe o la optimización de la gestión de reclamaciones de la Oficina de Garantía.

En Italia, aparte de los proyectos ya mencionados relativos a la comercialización, destacan las iniciativas realizadas para reducir los tiempos de gestión de nuevos puntos de suministro y para incrementar la eficiencia en los procesos de mantenimiento de válvulas y vigilancia de red.

En Brasil, la compañía introdujo mejoras en los procesos, optimizando la puesta en servicio de nuevos clientes, la gestión de los avisos de lectura o los procesos de envío de las notas de débito. Además, considerando los proveedores como una pieza clave para la calidad del servicio prestado, se han desarrollado diferentes campañas, como Sumando para Multiplicar, con el objetivo de mejorar la eficiencia, o la creación de un sello de calidad promovido por Ceg junto con el Sindicato de la Industria de Instalaciones Eléctricas, Gas, Hidráulicas y Sanitarias de Río de Janeiro, para las empresas que prestan servicios a estas compañías.

En Colombia, se ha reducido el número de anomalías y quejas reiteradas y se ha mejorado el mantenimiento de los centros de medición; en el ámbito del servicio al cliente, se ha mejorado, no sólo la atención de escritos, sino también la efectividad de las reconexiones a clientes; mientras que, en Argentina, se ha rediseñado la estrategia de cobro.

En México, cabe destacar los proyectos realizados para mejorar la recuperación de medidores, el desarrollo de proveedores, la reducción en las reclamaciones de Gas Natural Servicios o el proyecto Lean de asignación, certificación y pago a proveedores.

En Guatemala, se mejoraron el control y tratamiento de las anomalías de lectura y facturación y se optimizó el proceso de provisión del servicio.

Gas Natural Fenosa ha propuesto la implantación de un sistema integrado de gestión de la calidad, medio ambiente y seguridad y salud a nivel mundial, en todos los procesos, negocios y países. Para ello, se ha diseñado un plan director para conseguir este objetivo a lo largo de los años 2011 y 2012. En 2011, se ha avanzado en esta planificación integrando criterios de gestión e implantando herramientas comunes como el Navegador de Normativa, que permite acceder la documentación interna (procedimientos, normas, etc.) y externa (normas UNE, ISO, etc.) a toda la compañía; o como la herramienta NorMA, que da acceso a todos los requisitos legales de obligado cumplimiento en los ámbitos de calidad, seguridad industrial, medio ambiente, prevención de riesgos o protección civil; o Enablon, que permite la gestión integrada de objetivos.

En 2011, todos los sistemas de calidad y medio ambiente certificados en años anteriores de acuerdo a las normas en UNE-EN ISO 9001 e ISO 14001 renovaron su validez tras las correspondientes auditorías. En España, además, se amplió la certificación a OHSAS 18001 en los principales negocios de la compañía. También se han incorporado al sistema integrado de gestión, empresas como Gas Natural SUR o la central de ciclo combinado de Durango (México). En Italia, se logró la certificación del sistema integrado para los procesos de distribución.

En Brasil, Panamá y Argentina, Gas Natural Fenosa mantuvo la acreditación de sus respectivos laboratorios según la norma ISO 17025. En Nicaragua, se han iniciado los trabajos para conseguir la mencionada acreditación en el año 2012.



Adicionalmente, Gas Natural Fenosa renovó en España la marca Madrid Excelente, al superar los requisitos de excelencia en la gestión exigidos para su obtención.

Cabe destacar que Gas Natural Fenosa pertenece a la Asociación Española para la Calidad, donde participa activamente tanto en su Comité de Industrias Energéticas como en el de Lean Seis Sigma, y a la Comisión de Certificación del Centro de Registro y Certificación de Personas (CERPER), con la que organizó, por cuarto año consecutivo, el Foro CERPER. Representantes de la compañía también forman parte de la Junta Directiva de Aenor, del Comité de Gobierno del Club Excelencia en la Gestión y del Comité Ejecutivo de la Fundación Iberoamericana de Calidad (Fundibeq).

Compromiso con la sociedad

La compañía desarrolla iniciativas encaminadas a promover la educación, la riqueza cultural y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos



Gas Natural Fenosa está comprometida con las sociedades en las que opera y genera valor, tanto a través de su condición de compañía energética, como mediante la inversión social que realiza.

El reto de las compañías del sector de la energía consiste en satisfacer la creciente demanda energética de un mundo en desarrollo y, además, deben hacerlo de una manera cada vez más limpia, segura y fiable. El suministro de energía bajo criterios de sostenibilidad, eficiencia y seguridad es la principal contribución de Gas Natural Fenosa a la consecución de un desarrollo equilibrado que tenga en cuenta aspectos económicos, sociales y ambientales.

Gas Natural Fenosa emplea un enfoque estratégico y global en sus inversiones sociales, destinando recursos a acciones que refuercen la actividad de la compañía y que aporten mejoras estructurales en las comunidades en las que está presente.

Asimismo, la compañía, en el marco de los principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas, desarrolla iniciativas encaminadas a promover la educación, la riqueza cultural y la inclusión de los colectivos más desfavorecidos.

Programas de acceso a la energía

La energía es motor de prosperidad y, en su ausencia, no hay desarrollo. Gas Natural Fenosa opera en países que, en ocasiones, carecen de una infraestructura adecuada para satisfacer las necesidades energéticas de sus habitantes. En ellos, hay determinadas zonas geográficas en las que la cobertura energética no alcanza a la totalidad de la población. En este sentido, la compañía trabaja activamente para atender a todas aquellas personas, familias y organizaciones ubicadas en áreas cuya licencia de distribución o servicio le ha sido concedida.

Para adaptar sus operaciones a las necesidades específicas de personas con bajos recursos en algunos países y zonas de operaciones, Gas Natural Fenosa dispone de varios programas para atender a los denominados barrios carenciados. Estos barrios se caracterizan por presentar unas condiciones socioeconómicas particulares que dificultan, tanto la distribución de gas o electricidad, como la gestión del ciclo comercial, dando como resultado un difícil acceso a la energía y alta morosidad.

En Colombia, la comercializadora Energía Social, cuya actividad comenzó en 2004, se ocupa de la gestión comercial de aquellos barrios sin infraestructuras eléctricas normalizadas. Las redes son propiedad del barrio, el nivel de morosidad es elevado y el cliente del suministro eléctrico es el propio barrio, por lo que es necesario ofrecer nuevas formas de medición del consumo, ya que la facturación individualizada no es posible. En este contexto, Energía Social ha desarrollado un sistema de facturación comunitario específico para estos clientes y gestiona el Fondo de Energía Social (FOES), un subsidio que reciben los barrios y que se refleja como un descuento en la factura.

Energía Social desarrolla una importante labor educativa en lo concerniente al uso eficiente y seguro de la energía, y genera empleo en estas comunidades a través de los recaudadores, a los que remunera por la labor de cobro y atención al cliente que realizan. Energía Social también realiza un papel catalizador esencial para conseguir la normalización de estos barrios fomentado su inclusión en el Programa de Normalización Eléctrica (PRONE).

A través del PRONE, y en colaboración con el Gobierno colombiano, en 2011 se vieron beneficiadas 21.707 familias. La inversión ascendió a más de 20 millones de euros.

Los barrios, una vez cuentan con instalaciones normalizadas, pasan a considerarse zonas especiales, ya que, si bien disponen de mejores instalaciones, continúan existiendo circunstancias sociales que requieren una gestión diferenciada de estos clientes.

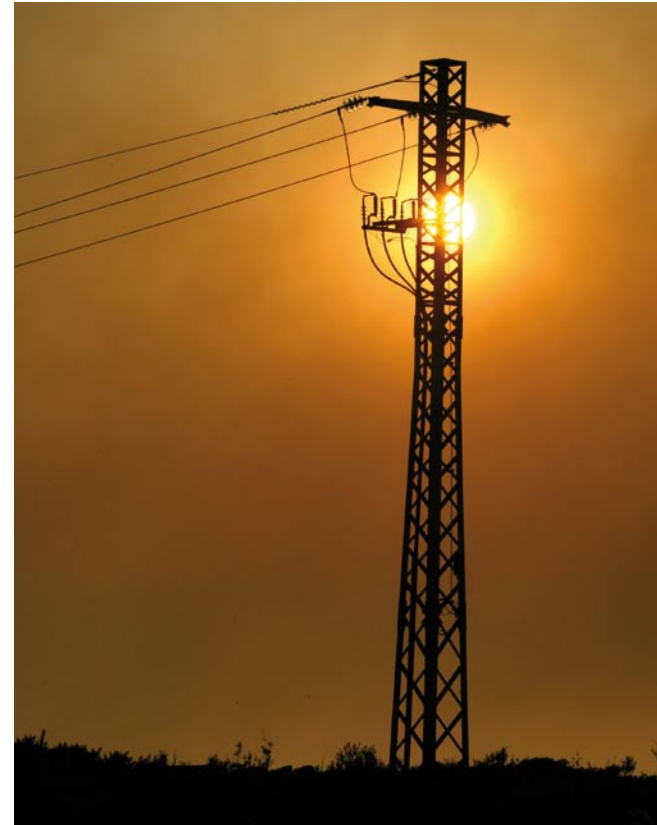
La actividad de la compañía en las zonas especiales benefició a 23.202 familias, y se invirtieron casi 9 millones de euros,

en proyectos de mejora de la fiabilidad y la seguridad del servicio en líneas y subestaciones eléctricas.

En Nicaragua, en los denominados asentamientos, ocurre una realidad similar. Las agrupaciones humanas creadas de forma espontánea dentro de áreas urbanas generan una distribución desordenada del espacio urbano y provocan la carencia de servicios básicos. En colaboración con el Gobierno se ha elaborado un inventario que identifica las zonas consideradas asentamientos.

Durante 2011, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua, Gas Natural Fenosa realizó la normalización de cinco asentamientos, que afectaron a un total de 3.800 clientes que tenían conexiones ilegales. Adicionalmente, se han establecido las bases para la ejecución del Plan Nacional de Electrificación Sostenible y Energías Renovables (PNESER). Este programa, impulsado por la distribuidora en colaboración con el Gobierno, tiene por objetivo incrementar la cobertura de servicios de electricidad en zonas rurales donde no existen redes eléctricas y en aquellos asentamientos conectados de manera ilegal. El programa se desarrollará a partir de 2012 y tiene una duración prevista de cuatro años. A través del mismo, se beneficiarán casi un millón y medio de personas.

En Argentina, durante 2011, la compañía continuó desarrollando el modelo utilizado para extender la red de gas a barrios de bajos recursos. Junto con la Fundación Pro-Vivienda Social (FPVS), se continuó ampliando la red de gas en el barrio de Cuartel V, Etapa II. Durante 2012 y 2013, se construirán más de 60 kilómetros de red de gas, que beneficiarán a más de 4.000 familias.





Una compañía comprometida con las comunidades

Gas Natural Fenosa previene los impactos sociales, ambientales o en materia de derechos humanos, que puedan producirse como consecuencia de sus proyectos e inversiones.

En cumplimiento de lo establecido por la Política de Derechos Humanos de Gas Natural Fenosa, aprobada en 2011, la compañía implantará de manera progresiva una metodología de evaluación de impacto social y de relación con las comunidades en los proyectos de inversión y desinversión que realice.

En este sentido, la compañía analiza el impacto de su actividad en algunos proyectos en los que participa. Entre otros, destaca el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Torito, en Costa Rica. El área de influencia directa del proyecto abarca once comunidades vecinas y la población afectada, directa o indirectamente, por el proyecto, es de unas 68.000 personas. Antes de la construcción de la central, la compañía está llevando a cabo un trabajo de campo para analizar las actuaciones que se deben realizar con las comunidades. Se han delimitado tres vectores estratégicos: puestos de trabajo, arreglo de caminos y aportaciones a infraestructuras de tipo social, educativo y de salud. Antes del inicio de los trabajos de construcción, se definirá un plan de acción que contemple las medidas de compensación sociales para implementar en las comunidades durante el periodo de construcción y operación de la planta.

Principios estratégicos de la acción social

Gas Natural Fenosa considera que sus actividades de inversión social deben atender aquellas problemáticas sociales identificadas en los países en los que desarrolla su actividad y simultáneamente estar alineadas a la actividad de la compañía.

En coherencia con estos principios, en 2011, la compañía creó el Centro Operativo Integrado de Latinoamérica de Gestión de Proyectos de Acción Social, un centro de excelencia operativa cuyos objetivos son los siguientes:

- Diseñar programas modelo aplicables en todos los países de Latinoamérica, adaptados a la cultura, necesidades y objetivos estratégicos de cada filial.
- Incrementar la reputación y reconocimiento de la marca Gas Natural Fenosa en Latinoamérica, mediante la aplicación de programas de acción social.
- Ser identificada como sinónimo de buenas prácticas de responsabilidad corporativa en Latinoamérica.
- Promover soluciones de aplicación regional a las necesidades detectadas.
- Diseñar indicadores que permitan medir la eficacia de los programas de acción social y las acciones de patrocinio y mecenazgo.

La acción social de Gas Natural Fenosa está basada en tres programas modelo, en el marco de los cuales se desarrollan los proyectos de acción social de la compañía en Latinoamérica. Está previsto destinar a estos programas alrededor del 80% del

presupuesto estimado en inversión social. Los tres programas definidos son los siguientes:

- **Valor para proveedores:** se trata de proyectos de formación técnica y empresarial para proveedores, autónomos y microempresarios vinculados al sector del gas y la electricidad. Su objetivo es que puedan integrarse en la cadena de valor de la compañía. Cuenta con dos versiones, una de formación técnica y otra de formación empresarial.
- **Uso responsable:** son proyectos que buscan promover un uso seguro y eficiente de la energía entre los clientes y la sociedad en general. Cuenta con una versión dirigida a niños y otra a adultos.
- **Familias del personal:** proyectos que pretenden fomentar la mejora educativa y la inserción laboral de los hijos y familiares de los empleados de la compañía.

La compañía cuenta con otras iniciativas de acción social, adaptadas a la realidad socioeconómica de cada país, destinadas a promocionar el desarrollo sostenible, reducir las desigualdades sociales o dar respuesta a necesidades especiales.

Entre los proyectos desarrollados hasta la fecha, destaca Impulso para tu Negocio, programa de formación técnica y empresarial para proveedores desarrollado en México desde 2008. En 2011, el programa ha incorporado a sus actividades la formación de empresas colaboradoras en temas relacionados con los procesos internos que faciliten su crecimiento. En el marco de este programa, 579 instaladores fueron certificados por la Asociación Mexicana de Gas Natural en 2011.



Apoyo a la educación

Las actividades educativas para jóvenes continúan siendo una de las principales líneas de actividad de Gas Natural Fenosa en el marco de su compromiso con la sociedad. En particular, en lo que se refiere al buen uso de la energía y al desarrollo sostenible. Durante 2011, destacaron las conferencias, impartidas en el marco del programa "El gas natural y el medio ambiente", a las que asistieron un total de 96.109 alumnos españoles. Por su parte, la actividad *online* "El gas natural, la energía del siglo XXI" contó con la participación de 815 grupos escolares.

En España, la compañía continuó colaborando con la Fundación Príncipe de Girona y la Fundación Carolina, y renovó su participación con Esade a través del Programa Vicens Vives de Liderazgo y Compromiso Cívico.

En Moldavia, la compañía mantuvo su colaboración con la Facultad de Periodismo y Ciencias de la Comunicación para la celebración de los premios anuales Creanga de aur.

En Latinoamérica se han desarrollado diversos proyectos. En Colombia, destaca el apoyo a la Fundación Empresarios por la Educación y la colaboración con el Centro Interactivo Maloka, cuya actividad está orientada a crear espacios de aprendizaje para niños de zonas vulnerables. En Panamá, sobresalen las colaboraciones con el Ministerio de Educación y con la Asociación de Padres de Familia del Colegio San Agustín. Y, finalmente, en Brasil, la compañía apoyó al Instituto Cidade Viva en la celebración del Premio Rio Socio Cultural, y a Riosolidário-Obra social do Rio de Janeiro.

La Asociación Día Solidario ha recaudado más de 3 millones de euros desde su creación



Acción social orientada a colectivos desfavorecidos

Gas Natural Fenosa impulsa y respalda proyectos orientados a paliar problemas causados por la exclusión social, así como integrar a los colectivos sociales más vulnerables.

En España, la compañía colabora activamente con fundaciones de acción humanitaria. En este sentido, la Federación Española del Banco de Alimentos, institución que coordina las actividades de los 50 bancos de alimentos que actualmente existen en España, fue la escogida para recibir la cantidad económica que Gas Natural Fenosa destinaba anualmente a las felicitaciones de Navidad.

En Moldavia, la compañía colabora con la Fundación East Europe en la puesta en marcha de proyectos sociales, así como con algunos proyectos de la Cámara Americana de Comercio, entre los que destaca la escuela de inglés para jóvenes con discapacidad visual.

En cuanto a Latinoamérica, en Argentina, Gas Natural Fenosa colabora con la Asociación Civil Gregorio Mendel. En México, la compañía trabajó con La Bolsa de Vida, una iniciativa de la Secretaría de Protección Civil del Distrito Federal orientada a la supervivencia en caso de seísmo. Además, la compañía continúa cooperando con la Cruz Roja Mexicana.

Impulso a la salud y a la investigación

Gas Natural Fenosa apoya programas que promueven la conservación y rehabilitación del patrimonio cultural, la mejora de la calidad de vida de las personas, el respeto al entorno natural y la creación de nuevos modelos de actuación más sostenibles.

En España, Gas Natural Fenosa mantuvo su colaboración, en condición de empresa fundadora, con la Corporación Tecnológica de Andalucía, que gestiona el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER), y continuó apoyando al Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) a través de la Cátedra Gas Natural Fenosa de Conservación de la Biodiversidad.

Por otra parte, Gas Natural Fenosa apoya la investigación destinada a la mejora de la calidad de vida de enfermos y sus familiares. Durante 2011, la colaboración con la Fundación de Síndrome de Down permitió desarrollar herramientas que posibilitan a los afectados tener una vida más independiente. Asimismo, el apoyo a la Asociación ALEPH-TEA ayudó a mejorar la calidad de vida, tanto de las personas afectadas por trastornos en el desarrollo y con problemas relacionados con el autismo, como la de sus familiares.

Cabe recordar que, en 2006, la compañía participó en la constitución de la Fundación ProCNIC, que investiga las enfermedades cardiovasculares, primera causa de mortandad en el mundo. Gas Natural Fenosa mantendrá su compromiso de colaboración con esta organización hasta 2020.

En Moldavia, Gas Natural Fenosa colaboró con la Universidad Técnica de Moldavia en la puesta en marcha de un laboratorio para el estudio avanzado de las instalaciones de distribución de la energía eléctrica.

En Argentina, la compañía colaboró con la Fundación Natalí Flexer para ayuda a los niños con cáncer. En Panamá, Gas Natural Fenosa apoyó a la Defensoría del Pueblo con la entrega de medicamentos y, en Colombia, colabora con la Fundación Cardioinfantil para contribuir con operaciones de corazón a niños con escasos recursos. Por último, en Nicaragua, la compañía continuó apoyando a la Organización Teletón y a la Asociación Pro Niños Quemados de Nicaragua, que brinda atención médica y rehabilitación gratuita a niños que han sufrido quemaduras.

Voluntariado corporativo y participación de los empleados

La puesta en marcha de iniciativas que materializan el compromiso de la compañía con las sociedades y las comunidades en las que está presente es posible, en gran medida, gracias al esfuerzo de sus empleados.

Dentro de las diversas acciones que Gas Natural Fenosa lleva a cabo con la participación de sus empleados destaca el Día Solidario. Esta iniciativa, creada y gestionada por los empleados, consiste en la donación voluntaria por parte de los participantes de un día de sueldo al año para la ejecución de programas de compromiso social en los países donde Gas Natural Fenosa desarrolla su actividad. Como contrapartida, Gas Natural Fenosa dona a Día Solidario un importe igual al recaudado por los empleados y asume los gastos de gestión, con el fin de que el total del importe recaudado se destine al proyecto anual seleccionado.

La Asociación Día Solidario, nacida en 1997, ha logrado involucrar a cerca de 2.000 empleados de todo el mundo y ha

recaudado más de 3 millones de euros destinados a promover la educación y formación de la infancia y la juventud en las áreas geográficas más desfavorecidas donde está presente la compañía. Desde su creación, ha desarrollado proyectos en Kenia, Bolivia, Filipinas, Mozambique, República Dominicana, Moldavia, Guatemala, Nicaragua, México, Colombia, Panamá y Argentina. En el año 2011, la recaudación ha ascendido a más de 376.000 euros que se destinarán a la ejecución de dos proyectos en Brasil.

Asimismo, durante el año 2011, se han seguido ejecutando los proyectos que Día Solidario puso en marcha en años anteriores. Es el caso del proyecto Energía Natural, Crecimiento Exponencial, iniciado en Argentina en 2010, con el que se financia la formación universitaria de doce jóvenes, nueve en estudios de ingeniería y los otros tres en licenciatura. Al finalizar el primer año, once estudiantes han obtenido resultados satisfactorios.

Por su parte, durante ese mismo año, en el proyecto Promoción de Líderes Juveniles en el Medio Rural, que consiste en la dotación de 18 becas con el fin de contribuir al desarrollo local en el sector rural, once de los alumnos participantes han continuado con sus estudios, que combinan con prácticas en granjas y empresas agrícolas.

Asimismo, el proyecto Becas Conalep-Día Solidario, iniciado en México en el año 2009, consiste en financiar la educación técnica de 175 jóvenes y, además, proporciona una ayuda adicional para material escolar, transporte y gastos de manutención. A lo largo del último año, los 35 estudiantes que forman la primera promoción, continuaron con éxito sus estudios.

Promoción de la cultura musical, teatral y cinematográfica

Como en años anteriores, Gas Natural Fenosa patrocinó ciclos y temporadas musicales en diferentes ciudades españolas. Destacan la colaboración con el Gran Teatre del Liceu de Barcelona, el Teatro Real de Madrid y el Teatro de la Maestranza de Sevilla. La compañía también contribuyó a la celebración del Festival Internacional de Música y Danza de Granada y el Festival Internacional de la Porta Ferrada (Girona). Adicionalmente, y entre otros patrocinios, la compañía estuvo presente, en 2011, en el Festival Internacional de Música Castell de Peralada, así como en la exposición que celebraba el XXV Aniversario del Festival.

En 2011, Gas Natural Fenosa desarrolló su línea de promoción de la cultura cinematográfica a través del patrocinio de 32 salas de cine en 3D de Cinesa, colaborando con el Festival Internacional de Cine Fantástico de Sitges y con el apoyo a la XV Edición del Festival Internacional de Cine de Cartagena y al Festival Cine Abierto de Málaga 2011.

En Italia, Gas Natural Fenosa colaboró en las actividades desarrolladas por la Fundación Lirico Sinfónica Petruzzelli e Tiatro di Bari.

Asimismo, en Latinoamérica, destaca el apoyo al Fondo de Becas del Collegium Musicum y a los ciclos de conciertos de la Cámara Española de Comercio en Argentina. En Colombia, cabe reseñar la colaboración con la Fundación Teatro Nacional y con la Fundación Armonía en la celebración del XXI Festival de Ritoqueño de Música Colombiana. En Nicaragua, Gas Natural Fenosa colaboró con la Asociación Nacional de Artistas en la divulgación y organización de sus actividades, mientras que, en Brasil, participó en el Festival Vale do café 2011 y en el 4º Festival Internacional de Cine de Paraty.

Fomento de la riqueza cultural

Una parte importante de la inversión de la compañía en el ámbito de la cultura se desarrolla a través del Museo de Arte Contemporáneo Gas Natural Fenosa, espacio para exposiciones con sede en A Coruña, que cuenta con más de 17 años de andadura. El museo desarrolla actividades expositivas, escénicas, de divulgación y de ocio. En 2011, recibió a 37.721 visitantes, lo que significó un incremento del 2,48% respecto al año anterior, y acogió a 7.196 alumnos procedentes de 77 centros educativos, que participaron en las actividades de divulgación del arte contemporáneo organizadas por el museo. La página web del museo tuvo 154.428 visitas.

Además de las actividades dedicadas al arte, el museo colabora en acciones que fomentan el ocio saludable y favorecen la integración social de personas afectadas por algún tipo de discapacidad. En 2011, estas iniciativas se desarrollaron en once centros de A Coruña y tuvieron 2.719 beneficiarios. El museo también presentó dos exposiciones con actividad educativa en Barcelona, Valencia y Almería, con un total de 3.938 visitantes.

Gas Natural Fenosa colabora y patrocina premios dedicados a promover y fomentar nuevas ideas y conocimiento. Destacan el Premio Duran Farell de la Universitat Politècnica de Catalunya y los Premios de la Fundación Fomento de las Artes y el Diseño (FAD), considerados los galardones más prestigiosos en España en diseño gráfico e industrial, arquitectura, artesanía y moda.

Adicionalmente, la compañía apoya a otras instituciones, como el Museo Nacional de Arte de Catalunya (MNAC), el Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona (MACBA), el Museo de la Ciencia de Valladolid o la Fundación Thyssen-Bornemisza, organización con la que mantiene un convenio para la mejora de sus instalaciones energéticas.

Gas Natural Fenosa también destinó inversiones para la creación de conocimiento en Latinoamérica. Destacan el apoyo a la Fundación Hay Festival de Colombia y a la Asociación de Amigos del Museo Nacional de Colombia.

Compromiso institucional

Gas Natural Fenosa es miembro activo de prestigiosas instituciones, sectoriales y empresariales, de ámbito nacional e internacional, en las que participa aportando su experiencia, conocimiento y recursos.

Entre ellas, cabe destacar la Cámara de Comercio Internacional, The Conference Board, y las patronales del sector eléctrico y de gas, Unesa y Sedigas, respectivamente. La compañía también tiene presencia activa en el Club Español de la Energía, el Consejo Mundial de la Energía, Eurogas, la Unión Internacional del Gas, la Asociación Técnica Europea de la Industria del Gas, el Observatoire Méditerranéen de l'Energie y la Florence School of Regulation. Asimismo, Gas Natural Fenosa es miembro de la CEOE y de Foment del Treball Nacional.

En el ámbito de la responsabilidad corporativa, la compañía es miembro de Forética, asociación para la gestión ética, y de la Asociación Española del Pacto Mundial de Naciones Unidas, que promueve la adhesión a diez principios sobre derechos humanos, derechos laborales, mejora ambiental y lucha contra la corrupción.

En 2011, Gas Natural Fenosa participó en la constitución de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental, un centro para la investigación y el análisis de los aspectos económicos, ambientales y sociales relacionados con la energía.

Asimismo, la compañía pasó a formar parte de Corporate Excellence-Centre for Reputation Leadership, un laboratorio de ideas dedicado a promover la gestión de la marca y la reputación corporativa como un valor estratégico para la excelencia empresarial. ■

Patrocinio y acción social

	2011	2010
N.º de actividades	439	388

Motivación de las iniciativas (%)(*)

	2011	2010
Inversión social	68,3	63,7
Aportación puntual	24,7	31,1
Iniciativas ligadas al negocio	7,0	5,2

(*) Metodología London Benchmarking Group (LBG).

Área de actuación (%)(*)

	2011	2010
Ayuda humanitaria	1,2	0,3
Salud	1,3	3,8
Educación y juventud	2,8	3,8
Desarrollo económico	51,9	42,0
Bienestar social	6,0	10,1
Medio ambiente	5,7	11,4
Arte y cultura	29,3	26,9
Deportivo	1,2	1,2
Investigación	0,6	0,5

(*) Metodología London Benchmarking Group (LBG).

Participación total de alumnos en el programa pedagógico “El gas natural y el medio ambiente” (España)

	2011	2010
N.º de alumnos	96.109	100.059



Gestión económico-financiera 2011



Durante el ejercicio de 2011, se ha continuado con el proyecto de mejora continua de los procesos económicos que se prestan de manera centralizada desde el Centro de Servicios Compartidos Económico-Financiero Europeo y desde los distintos Centros de Servicios Económico-Financieros en Latinoamérica, con el objetivo de su simplificación y homogeneización para la mejora de la eficiencia. En particular, cabe destacar que, en este ejercicio, se han unificado, en España, las plataformas de facturación electrónica y de digitalización de facturas, lo que ha permitido disponer ya del 75% del total de las facturas de proveedores en formato electrónico.

Durante el ejercicio, se han seguido integrando en el Sistema Informático Económico-Financiero y en el Centro de Servicios Compartidos Económico-Financiero Europeo diversas sociedades, entre las que destacan las sociedades de energías renovables adjudicadas por Eufer tras la finalización de la colaboración con otro socio y las recientemente adquiridas, lo que ha permitido mejorar la gestión económico-financiera de estas sociedades y optimizar sus costes.

A lo largo del ejercicio, se ha continuado con las operaciones de reestructuración societaria, con el objetivo de simplificar y adecuar la estructura societaria de Gas Natural Fenosa a los negocios. Así, se han eliminado más de 25 sociedades, básicamente concentrando su actividad en otras sociedades existentes que ejercían la misma actividad, destacando las operaciones de fusión del subgrupo de energías renovables. Dichas operaciones se han diseñado de forma que se puedan acoger al régimen fiscal establecido en el capítulo VIII del título VII del Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo.

En el área de Control Interno, durante el ejercicio de 2011, se ha implantado en Gas Natural Fenosa el nuevo Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF), acorde con las recomendaciones y buenas prácticas establecidas por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). Para ello, ha sido aprobada la norma general del grupo que sustenta dicho modelo de control, así como la documentación que recoge la metodología aplicada (matriz de alcance, matriz de riesgos, matriz de actividades de control y mapa de interrelaciones), junto con los descriptivos de los procesos críticos, la identificación de sus riesgos de información financiera y de las actividades de control asociadas.

Durante los últimos meses del ejercicio de 2011, se ha llevado a cabo el proceso de evaluación de los controles del SCIIF a través de la certificación interna, habiéndose obtenido la certificación de 3.085 actividades de control asociadas a 142 procesos críticos identificados. En dicho proceso han estado involucrados un total de 151 unidades corporativas o de negocio, 79 de ellas en España y 72 en el ámbito internacional.

Durante el ejercicio de 2011, se ha llevado a cabo la actualización del Plan Contable de Gas Natural Fenosa, incorporando los cambios en la normativa NIIF-UE aplicable y las necesidades de adaptación contable a todos los negocios, asegurando su implantación como plan de cuentas único en el ámbito del grupo y su correspondencia con los planes de cuentas locales.

En el área de Fiscalidad, el Consejo de Administración, en su sesión de 17 de septiembre de 2010, acordó la adhesión de Gas Natural Fenosa al Código de Buenas Prácticas Tributarias. De acuerdo con lo previsto en este código, Gas Natural Fenosa ha cumplido efectivamente con el contenido del mismo y, en particular, en la reunión celebrada el día 27 de enero de 2012, el Consejo de Administración ha sido informado sobre las políticas fiscales seguidas por el grupo durante el ejercicio de 2011.

En el ámbito de la política de concertación fiscal municipal, durante el ejercicio de 2011, se ha extendido la firma de convenios de colaboración en materia de gestión de tributos locales a diversos ayuntamientos, ascendiendo ya a un total de 284 municipios, lo que permitirá seguir reduciendo las cargas administrativas y mejorando la eficiencia en la gestión y en la compensación de dichos tributos.

Asimismo, en el ámbito del Foro de Grandes Contribuyentes, creado por la Agencia Tributaria, se ha continuado con la colaboración tanto con la agencia como con el Ministerio de Hacienda a través de la comisión de reducción de la carga fiscal indirecta y, concretamente, en la adaptación al actual marco regulatorio sectorial del gas y la electricidad, de los Impuestos Especiales sobre Hidrocarburos y sobre la Electricidad.

Durante el ejercicio 2011, Gas Natural Fenosa ha continuado con la política de diversificación de las fuentes de financiación del grupo, evitando la intermediación bancaria mediante la emisión de deuda en mercados de capitales y la apelación a la banca institucional y multilateral.

Gas Natural Fenosa en España ha ampliado su programa EMTN de bonos hasta los 12.000 millones de euros. Bajo dicho programa se han efectuado dos emisiones de bonos a seis y ocho años por un importe agregado de 1.100 millones de euros. En diciembre de 2011, firmó un préstamo con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) a largo plazo de 350 millones de euros, que forma parte de un límite aprobado de 500 millones de euros cuyo importe restante se formalizará en el primer trimestre de 2012. Adicionalmente, se ha realizado una gestión activa para extender la duración de las líneas de crédito bilaterales con vencimiento a un año, renovándose la mayor parte de las mismas a un plazo de tres años.

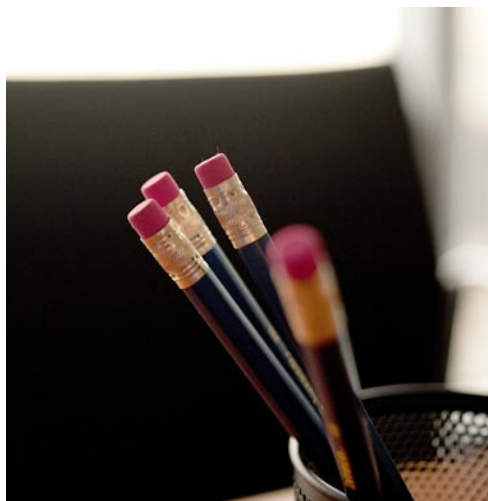
En cuanto a la financiación en las sociedades del grupo fuera de España, Gas Natural Fenosa ha ampliado su presencia en los mercados de capitales internacionales, mediante la emisión inaugural de certificados bursátiles (bonos) en México, a través de la filial

Gas Natural México, por 4.000 millones de pesos a plazos de cuatro y siete años, así como ha consolidado su posición en Panamá con una nueva emisión de Valores Comerciales Negociables por 30 millones de dólares. En México, además, se completó el proceso de refinanciación de toda su deuda mediante la formalización de un *club deal* de 2.500 millones de pesos con las principales entidades financieras del país. La profundidad de los mercados financieros en Latinoamérica ha permitido continuar con el proceso de refinanciación de deuda a largo plazo en condiciones muy competitivas. También cabe señalar que, en el ámbito internacional, se han formalizado operaciones y disposiciones de deuda con el International Finance Corporation (IFC), situada en el ámbito del Banco Mundial, en Moldavia, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), en Nicaragua, y el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BINDES), en Brasil.

Adicionalmente, y en un entorno de mercados de deuda tensionados, se ha priorizado la gestión de liquidez con el propósito de reforzar la posición financiera, tanto desde la visión del

disponible como de la optimización de recursos destinados a la cobertura del circulante, con actuaciones concretas en el fondo de maniobra, tanto a nivel local como a nivel internacional.

Asimismo, se ha completado con éxito el proceso de implantación en las filiales de Gas Natural Fenosa en México y Colombia del módulo corporativo de SAP, para la administración de las operaciones financieras y su volcado a los sistemas de información económico-financiera. Todo ello ha permitido mejorar y automatizar los procesos de obtención de información de gestión sobre el endeudamiento de Gas Natural Fenosa en un entorno integrado.



Se ha realizado una gestión activa para extender la duración de las líneas de crédito bilaterales con vencimiento a un año, renovándose la mayor parte de las mismas a un plazo de tres años

En relación con la gestión de la tesorería, durante el año 2011, se ha optimizado la gestión de fondos centralizada (para las zonas euro y dólar), y, con ello, la liquidez de la compañía y la racionalización de la estructura bancaria. Cabe destacar que, durante el mismo año, todos los negocios y países han aplicado la política corporativa sobre la gestión del riesgo de cambio, minimizando de esta manera las diferencias de cambio de Gas Natural Fenosa.

Por otro lado, 2011 ha sido un año importante en la evolución de la división de renovables en donde, entre otras, se ha culminado el *split* de Eufer y diversas adquisiciones. Esto ha supuesto una estrecha gestión financiera para eliminar las restricciones financieras existentes para culminar estas operaciones empresariales. En total, se han incorporado más de 30 sociedades, en las que ha sido necesario simplificar y homogeneizar sus productos financieros (financiación, avales y tesorería) para la correcta gestión interna dentro de las políticas de Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2011, se ha avanzado significativamente en la obtención de beneficios relacionados con la gestión del riesgo de mercado en horizontes temporales de corto y largo plazo. En el corto plazo, se ha avanzado en el diseño de límites de riesgo de la posición financiera y del resultado neto. Para ello, se han determinado unos límites relacionados con la volatilidad de tipos de interés y *spread* crediticio que permite dotar de especial eficiencia a la función financiera. En el largo plazo, se ha avanzado en el entendimiento de cómo el riesgo de mercado impacta en el valor de la compañía.

En cuanto al riesgo de crédito, destaca el impulso normativo orientado a garantizar la adecuada internalización de la exposición crediticia en la concesión de financiaciones de índole comercial. Para ello, se ha formalizado un procedimiento que desarrolla la Norma General de Riesgos, sistematizando el cálculo de la rentabilidad ajustada al riesgo en los proyectos de proyección plurianual con apoyo de instrumentos de financiación, garantizando a su vez la congruencia necesaria con la Norma General de Inversiones en relación con los niveles de aprobación.

Asimismo, se ha finalizado con éxito, la implementación del Sistema de Admisión de Riesgo de Crédito, permitiendo valorar la calidad crediticia de nuevas contrataciones y renovaciones de la cartera comercial de forma automatizada.

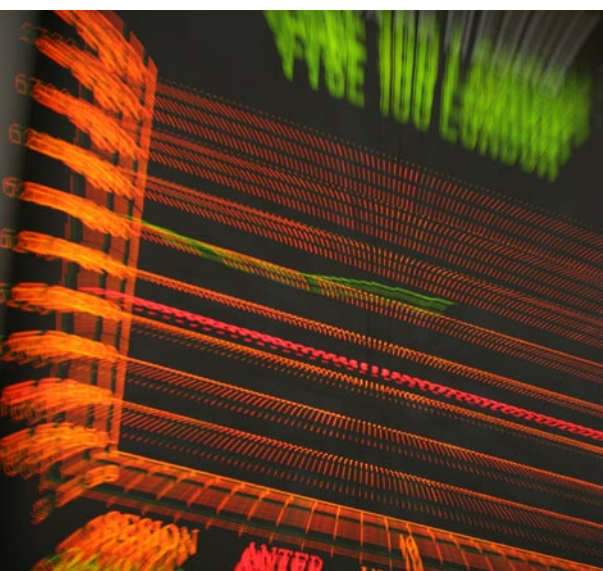
En el ámbito de riesgo operacional asegurable, destaca el impulso normativo a través de la emisión de un procedimiento para la gestión de la exposición operacional. En dicho procedimiento, se define el límite de exposición de Gas Natural Fenosa, expresado en términos de coste total del

riesgo, así como la exposición al riesgo operacional derivado de la explotación de activos y contratos, susceptible de ser mitigable a través de la contratación de coberturas en el mercado asegurador. Asimismo, se explicita cuáles son las pautas de actuación ante la materialización de un siniestro, desde su identificación hasta el recobro en los casos en que esté sujeto a cobertura por parte del mercado asegurador.

Durante el año 2011, en el ámbito de control de gestión, se ha iniciado el proyecto de implantación de una herramienta única e integrada para la gestión y seguimiento de los procesos de planificación de Gas Natural Fenosa. Una vez determinados los requerimientos y la funcionalidad necesaria, se elige SAP BPC como herramienta, iniciándose en 2012 su implantación.

En el ejercicio de 2011, Gas Natural SDG, S.A., en consonancia con la política implementada por otras compañías nacionales e internacionales, proporcionó a sus accionistas una alternativa de retribución implementada en el pago del dividendo complementario, la cual, sin limitar en modo alguno su posibilidad de percibir la totalidad de la retribución anual en efectivo si así lo deseaban, les permitió recibir acciones de la sociedad con la fiscalidad propia de las acciones liberadas.

Para poner en práctica este sistema, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 14 de abril de 2011, aprobó un aumento de capital liberado, así como el mecanismo mediante el cual la sociedad asumía el compromiso irrevocable de compra, a un precio fijo, de los derechos de asignación gratuita correspondientes a la mencionada ampliación de capital liberada. Ello permitió que todos los



accionistas que así lo desearan pudieran vender sus derechos y recibir un importe en efectivo equivalente al que hubiera sido el pago del dividendo complementario del ejercicio de 2010.

El 14 de junio de 2011, finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita, con el resultado de que los titulares del 96,39% de las acciones de la sociedad optaron por recibir nuevas acciones y el 3,61% restante aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por la sociedad. El número definitivo de acciones ordinarias, de un euro de valor nominal unitario, emitidas en el aumento de capital liberado, ascendió a 31.731.588 acciones. La ampliación de capital fue inscrita en el Registro Mercantil con fecha 23 de junio de 2011, estando las acciones representativas de la misma admitidas a negociación en Bolsa desde el 29 de junio de 2011.

Asimismo, el 14 de junio de 2011, Gas Natural Fenosa y la compañía argelina Sonatrach firmaron un conjunto de acuerdos que permitieron resolver todos los procedimientos que estaban en curso, en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas, y establecer las bases para una colaboración futura entre ambas compañías y sus respectivos grupos.

El cierre del conflicto de precios permitió a las dos compañías analizar, además, oportunidades de colaboración que se concretaran en diversas áreas, incluyendo la adquisición por Sonatrach de una participación minoritaria en Gas Natural Fenosa, realizada en el pasado mes de agosto de 2011, y la posible participación de Gas Natural Fenosa en diversos proyectos de Sonatrach y en el desarrollo conjunto de otras oportunidades de negocio.

Durante el año 2011, Gas Natural Fenosa continuó su actividad con analistas e inversores facilitando la puesta en valor de la sociedad y la actualización de sus modelos de valoración.

Coincidiendo con la publicación de resultados del tercer trimestre, en el mes de noviembre, se realizó un *road show* liderado por el consejero delegado junto con el director general Económico-Financiero, manteniendo reuniones en Madrid, Barcelona, Londres y en las principales plazas financieras de Estados Unidos.

La compañía desarrolló diversos canales orientados a facilitar una información homogénea a los inversores institucionales y minoristas, bajo los principios de igualdad de trato y difusión simultánea. De esta manera, se da respuesta al compromiso, asumido por Gas Natural Fenosa en su política de responsabilidad corporativa, de dedicar especial atención a los accionistas minoritarios.

Por último, Gas Natural Fenosa continuó con el programa de comunicación con analistas e inversores, fortaleciendo, con la mayor transparencia, la información económico-financiera que les permita el seguimiento del proyecto empresarial de Gas Natural Fenosa. Durante 2011, representantes del equipo directivo de la compañía y de la unidad de Relaciones con Inversores mantuvieron reuniones con inversores institucionales, tanto de renta fija como de renta variable, en las principales plazas financieras de Europa y Norteamérica, alcanzando un total de 383 reuniones. ■

Gas Natural Fenosa continuó con el programa de comunicación con analistas e inversores, fortaleciendo la información económico-financiera que les permita el seguimiento del proyecto empresarial de la compañía

Auditoría interna



Gas Natural Fenosa desarrolla la actividad de auditoría interna como una función de valoración independiente y objetiva. El área de Auditoría Interna reporta a su vez a la Comisión de Auditoría y Control, al presidente y al consejero delegado de Gas Natural SDG.

Su misión es la de garantizar la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno, incluido el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en todos los ámbitos de Gas Natural Fenosa, aportando un enfoque metódico y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos. Todo ello orientado hacia el cumplimiento de los objetivos estratégicos del grupo, así como a la asistencia a la Comisión de Auditoría y Control y al primer nivel de dirección de la compañía en el cumplimiento de sus funciones en materia de gestión, control y gobierno corporativo.

De acuerdo con lo recomendado en el Informe COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), el Sistema

de Control Interno en Gas Natural Fenosa se estableció como un proceso que lleva a cabo el Consejo de Administración, el primer nivel de dirección y el resto de personal de la organización, con objeto de proporcionar un grado razonable de confianza en la consecución de objetivos en los siguientes ámbitos o categorías:

- Eficacia y eficiencia de las operaciones.
- Fiabilidad de la información financiera.
- Cumplimiento de las leyes y normas aplicables.

El Plan Estratégico de Auditoría de Procesos, con un horizonte temporal de cinco años, y los Planes de Auditoría Interna Anuales se elaboran considerando principalmente el Plan Estratégico del grupo, las áreas de riesgo incluidas en el Mapa de Riesgos Corporativo del grupo, la valoración de los riesgos operacionales de cada uno de los procesos (Mapas de Riesgos Operacionales), los resultados de las auditorías de años anteriores y las propuestas de la Comisión de Auditoría y Control y el primer nivel de dirección.

El área de Auditoría Interna ha establecido una metodología de valoración de los riesgos operacionales alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo, basada en el marco conceptual del Informe COSO, y tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.

De acuerdo con esta metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control. En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implantar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecido. En el Informe Anual de Gobierno Corporativo se indica la metodología de identificación y control de los riesgos del grupo.



El área de Auditoría Interna ha establecido una metodología de valoración de los riesgos operacionales alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo basada en el marco del Informe COSO

En concreto y en referencia al SCIIF, el área de Auditoría Interna se responsabiliza de supervisar lo siguiente:

- El correcto diseño del SCIIF, de acuerdo con los principios básicos del modelo aprobado por la Comisión de Auditoría y Control.
- La eficacia y adecuación de las políticas y procedimientos de control implantados (de forma completa en un periodo de cinco años).
- Revisión y evaluación de las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad del SCIIF resultante de las certificaciones internas de las unidades de negocio y corporativas responsables de los controles (de forma completa en un periodo de cinco años).
- La adecuada delimitación del perímetro de consolidación.
- La correcta aplicación de los principios contables (de forma completa en un periodo de cinco años).

Los proyectos de auditoría interna se desarrollan a través de la intranet corporativa de Auditoría Interna. Esta

herramienta informática tiene por objeto mejorar la eficacia y eficiencia del desarrollo de la función de auditoría interna en todos los ámbitos geográficos y de negocio de Gas Natural Fenosa. Asimismo, cabe señalar que la función se desarrolla de acuerdo con las Normas Internacionales para la Práctica de Auditoría Interna y que parte de los auditores internos son o están en proceso de obtención del Certified Internal Auditor (CIA), única certificación reconocida mundialmente que avala la excelencia en la prestación de servicios de auditoría interna.

El desarrollo de la función de auditoría interna en el grupo está orientada a la mejora continua en la prestación de estos servicios, mediante la aplicación de políticas basadas en la gestión y medición de su calidad, y en potenciar la creación de un equipo humano cualificado, fomentando la rotación interna, la formación, la evaluación continua y el desarrollo profesional dentro del grupo.

Asimismo, como consecuencia de la integración del grupo Gas Natural y Unión Fenosa, el área de Auditoría Interna actualizó su estructura organizativa durante los ejercicios

2009 y 2010 con objeto de mejorar la contribución de la función de auditoría interna al cumplimiento de los objetivos estratégicos del nuevo grupo, de adquirir un mayor conocimiento de los negocios y procesos por especialización del equipo auditor, y de mejorar la eficiencia y eficacia del propio proceso de auditoría interna.

El Plan de Auditoría Interna de Gas Natural Fenosa para el año 2011 fue aprobado por la Comisión de Auditoría y Control en su reunión celebrada el 26 de enero de 2011.

En cumplimiento del citado plan, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 27 de enero de 2012 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales del ejercicio 2011), los responsables de Auditoría Interna participaron en seis reuniones de la Comisión de Auditoría y Control para presentar el grado de ejecución del Plan de Auditoría Interna, así como las principales conclusiones, evaluaciones de controles y riesgos, y recomendaciones, incluidas en los informes de auditoría interna.

Asimismo, en estas reuniones se informó del grado de implementación, por parte de las unidades, de las medidas correctoras que aparecen en los informes de auditoría y, especialmente, las propuestas por la propia Comisión.

Las funciones de la Comisión de Auditoría y Control y sus principales actividades durante el ejercicio de 2011 se incluyen en el Informe Anual de Actividades de la Comisión de Auditoría y Control, que forma parte de la documentación que debe presentar el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. en la Junta General de Accionistas. También está disponible a través de la página web de Gas Natural Fenosa (www.gasnaturalfenosa.com).

Las funciones y actividades realizadas por la Comisión de Auditoría y Control de Gas Natural SDG, S.A. y el área de Auditoría Interna dan cumplimiento a las exigencias legales introducidas por la Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, así como al Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

Asimismo, las funciones y actividades de la Comisión y el área de Auditoría Interna cumplen con las recomendaciones de buen gobierno corporativo recogidas en la legislación actual y en el Código Unificado de Buen Gobierno Corporativo de las Sociedades Cotizadas, de 19 de mayo de 2006, aprobado el 22 de mayo de 2006 y publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (Código Conthe).

Durante el ejercicio 2011, se desarrolló un proyecto liderado por el área Económico-Financiera y el área de Auditoría Interna, que tenía por objeto mejorar el modelo del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Gas Natural Fenosa y su supervisión por parte de la Comisión de Auditoría y Control, incorporándose aquellas recomendaciones sobre el SCIIF publicadas en junio de 2010 por la Comisión Nacional del Mercado de Valores que se encontraban pendientes de implantación o en desarrollo en el grupo. Está prevista la implantación definitiva de las citadas mejoras durante el ejercicio de 2012 (en el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2011 de Gas Natural SDG, S.A. se explica con mayor detalle el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera y el modelo de supervisión, implantados en Gas Natural Fenosa).

Los principales procesos revisados por el área de Auditoría Interna durante 2011, fueron los siguientes:

- Procesos de Negocio:
 - Distribución de gas: construcción de redes de distribución, puesta en servicio, lectura y medida, operaciones domiciliarias y urgencias.
 - Distribución de electricidad: desarrollo media y baja tensión, desarrollo alta tensión, operaciones de corte y reconexión.
 - Comercialización mayorista y minorista: gestión de impagados del sector industrial, captación y contratación.
 - Generación: facturación y cobro en generación de ciclos, operación y mantenimiento del activo de generación y seguimiento de activos.

- Exploración y producción: *joint ventures* en Angola y Casablanca-Montanazo.
- Gestión de la energía: balance de gas, balance de electricidad y *trading* de energía.
- Aprovisionamientos: gestión técnica de gasoductos.
- Procesos de soporte:
 - Servicio al cliente: cobro minorista y mayorista y gestión de impagos.
 - Gestión de los sistemas de información: atención al cliente, gestión mantenimientos evolutivos, migración sistemas comerciales mayoristas y gestión de la explotación.
 - Gestión de los recursos financieros y físicos: gestión de compras y contratación de servicios, contabilidad, gestión jurídica y legal.
 - Gestión de los recursos humanos: gestión de procesos y servicio de recursos humanos.
 - Seguimiento compromisos de mejora de auditoría de procesos.
 - Revisión del sistema normativo del grupo.
 - Revisión del Informe de Responsabilidad Corporativa 2010.
 - Revisión de la valoración y consecución de las sinergias de integración.

Asimismo, dada la posición organizativa de independencia y ámbito de actuación transversal de la función de auditoría interna, desde su área se lideró o participó en otros proyectos de colaboración, investigación o asesoría. En este sentido, el área de Auditoría Interna preside la Comisión del Código Ético, encargada de fomentar la difusión, conocimiento y cumplimiento del Código Ético de Gas Natural Fenosa en todos sus ámbitos, y de gestionar las comunicaciones recibidas a través de los diferentes canales de comunicación creados para que todos los empleados, proveedores y empresas colaboradoras del grupo puedan realizar consultas o notificar incumplimientos del citado código. Los incumplimientos notificados relacionados con el fraude, la auditoría o los fallos en los procesos contables o el control interno son trasladados directamente a la Comisión de Auditoría y Control. ■

Gas Natural Fenosa desarrolla la actividad de auditoría interna como una función de valoración independiente y objetiva



análisis económico

informe **anual** 2011

51 Análisis económico consolidado.

60 Información bursátil.

Análisis económico consolidado



Cambios en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación en el ejercicio 2011 respecto al año anterior son las siguientes:

- En el mes de abril de 2010, se enajenan las sociedades Madrileña Red de Gas, Madrileña Suministro Gas SUR 2010, Madrileña Suministro Gas 2010 y Madrileña Servicios Comunes.
- En el mes de mayo de 2010, se enajenan Central de Anahuac, Central Lomas del Real, Central Vallhermoso, Central Saltillo, Electricidad Aguila de Altamira, Gasoducto del Rio y Compañía Mexicana de Gerencia y Operación.
- En el mes de mayo de 2011, se enajenan las participaciones en las sociedades a través de las cuales se desarrolla la actividad de distribución eléctrica en Guatemala.
- En el mes de mayo de 2011, se materializa la ejecución del acuerdo de separación empresarial y reparto de activos de Eufer a través del intercambio de participaciones en distintas sociedades propietarias de parques eólicos. Con esta operación Gas Natural Fenosa Renovables ha recibido aproximadamente la mitad de los activos netos de Eufer, lo que representa más de 500 MW de capacidad instalada en activos operativos.
- El 30 de junio de 2011, se enajena la sociedad Bis Distribución de Gas con 304.000 puntos de suministro de gas en la zona de Madrid.
- En el mes de septiembre de 2011, se materializa la adquisición al grupo ACS del 66,66% de Energías Ambientales (EASA) y del 25% de Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, alcanzando el 100% y 75%, respectivamente, que pasan a ser consolidadas por el método de integración global.
- En el mes de diciembre de 2011, se materializa la adquisición a Gamesa del 100% de Sistemas Energéticos Alto de Seixal, que pasa a ser consolidada por el método de integración global.
- En el mes de diciembre de 2011, se adquiere el 100% de Favellato Reti Gas, en Italia, que pasa a ser consolidada por el método de integración global.



Análisis de resultados

En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb-Europa, en agosto de 2010, se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de 1.970 millones de dólares para el periodo hasta julio de 2010. El laudo fue impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo, Gas Natural Fenosa solicitó la apertura del proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010, el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que quedó suspendido hasta que dicho tribunal decidiera sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

El 14 de junio de 2011, Gas Natural Fenosa y la compañía argelina Sonatrach firmaron un conjunto de acuerdos que permiten resolver todos los procedimientos que estaban en curso, en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas, y establecer las bases para una colaboración futura entre ambas compañías y sus respectivos grupos.

En primer lugar, Sonatrach y Gas Natural Fenosa acordaron resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas y sobre los que recayó un laudo arbitral dictado en agosto de 2010, determinando tanto el precio aplicable al periodo 2007-2009, como el aplicable desde 1 de enero de 2010.

El cierre del conflicto de precios ha permitido a las dos compañías analizar además oportunidades de colaboración que se concretarían en diversas áreas, incluyendo la adquisición por Sonatrach de una participación minoritaria en Gas Natural Fenosa, realizada el pasado mes de agosto de 2011, y la posible participación de Gas Natural Fenosa en diversos proyectos de Sonatrach y en el desarrollo conjunto de otras oportunidades de negocio.

Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios, hasta el 31 de diciembre de 2011, asciende a 21.076 millones de euros y registra un aumento del 7,4% respecto al del año anterior, principalmente por el crecimiento de la actividad de Aprovisionamiento y Comercialización.

Ebitda y beneficios de explotación

El Ebitda consolidado del ejercicio 2011 alcanza los 4.645 millones de euros con un aumento del 3,8% respecto al del año anterior, en un entorno macroeconómico, energético y financiero muy exigente, gracias al adecuado equilibrio entre los

negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional y que han compensado la contribución al Ebitda de las desinversiones realizadas durante 2010 y 2011.

Las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, en España (33,9%) e internacional (22,1%), representan en su conjunto un 56% del Ebitda de Gas Natural Fenosa.

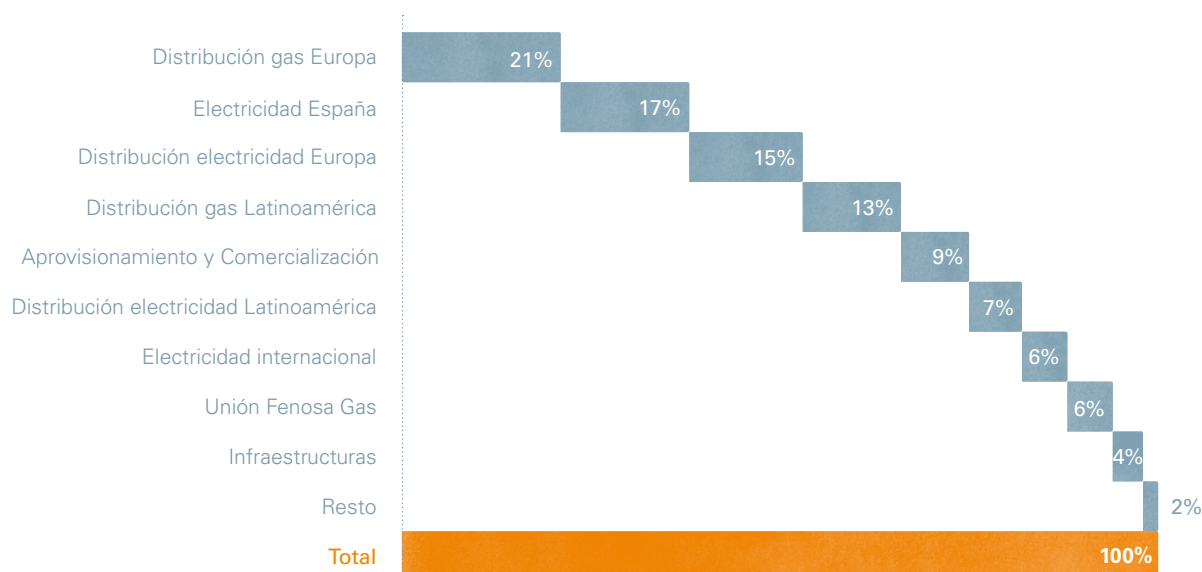
La actividad de electricidad, en España, representa un 17,4% del Ebitda consolidado.

Las dotaciones a amortizaciones aumentan un 2% mientras que las dotaciones a provisiones descienden

en 22 millones de euros hasta los 216 millones de euros. A pesar de unos resultados procedentes de la enajenación de inmovilizados inferiores a los del año anterior, el beneficio operativo aumenta en un 1,9% y se sitúa en 2.947 millones de euros.

Homogeneizado por las desinversiones realizadas, durante el año 2010, que incluyen la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 507.726 puntos de suministro, en la Comunidad de Madrid, en abril de 2010; la venta de parte de los activos de generación (2.233 MW) en México, en junio de 2010; y la venta de los activos en Guatemala, en mayo de 2011; el Ebitda aumentaría en un 6,5%.

Contribución al Ebitda por actividades



Resultado financiero

El coste de la deuda financiera neta de 2011 es de 849 millones de euros, inferior al del año anterior debido a que, comparativamente con 2010, la deuda bruta media ha sido algo inferior (básicamente, en el primer semestre del año) y a la remuneración obtenida por el mantenimiento de un mayor saldo de tesorería y otros medios líquidos equivalentes. Tanto la reducción de la deuda bruta como el incremento de tesorería son consecuencia del proceso de desinversión, realizado durante el año 2010 y 2011, así como los cobros por la titulación del déficit de tarifa y la generación de caja de los propios negocios de la compañía.

Impuesto sobre beneficios

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

El gasto por impuesto sobre las ganancias se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva del ejercicio 2011 ha ascendido al 24,5%, frente a un 24,9% en el año anterior. La diferencia entre la tasa impositiva teórica y la tasa efectiva corresponde, básicamente, a la aplicación de deducciones fiscales por la reinversión de beneficios extraordinarios de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones de la normativa de defensa de la competencia.

Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en Empl, a las sociedades participadas en Colombia, a las sociedades de distribución de gas en Brasil y a las sociedades de distribución y generación eléctrica en Panamá.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2011 asciende a 201 millones de euros, cifra 13 millones inferior a la del año anterior debido, fundamentalmente, a los resultados provenientes de las actividades en Colombia afectadas por el impacto de la reciente reforma.

Resultado financiero

(millones de euros)	2011	2010
Coste deuda financiera neta	(849)	(915)
Otros gastos/ingresos financieros	(85)	(144)
Resultado financiero	(934)	(1.059)

Balance de situación

Inversiones

Las inversiones materiales e intangibles del periodo alcanzan los 1.406 millones de euros, con un descenso del 8,9% respecto a las del año anterior, debido fundamentalmente a la finalización del

programa de construcción de centrales de ciclo combinado. Por otro lado, es de destacar el incremento de las inversiones en negocios regulados, fundamentalmente en la distribución de gas (+21,3%) que incluye la adquisición de los activos de distribución y de transporte secundario a la sociedad Distribuidora Sureuropea de Gas.

Las inversiones financieras de 2011 incluyen la adquisición a ACS de sus participaciones en seis sociedades de parques eólicos, que ha permitido pasar a tener una participación mayoritaria en las mismas, y la adquisición a Gamesa del parque eólico Altos do Seixal, situado en Galicia.

Desglose de las inversiones por naturaleza

(millones de euros)	2011	2010	%
Inversiones materiales	1.230	1.394	(11,8)
Inversiones en inmovilizados intangibles	176	149	18,1
Inversiones financieras	108	10	–
Total inversiones	1.514	1.553	(2,5)

Detalle por actividades de las inversiones materiales e intangibles

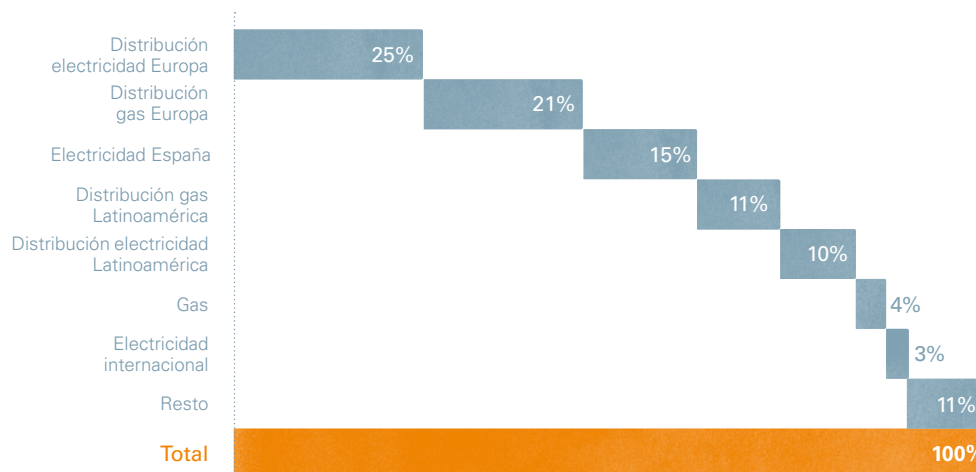
(millones de euros)	2011	2010	%
Distribución de gas	445	367	21,3
España	260	221	17,6
Latinoamérica	149	108	38,0
Italia	36	38	(5,3)
Distribución de electricidad	490	466	5,2
España	340	313	8,6
Latinoamérica	133	137	(2,9)
Moldavia	17	16	6,3
Electricidad	258	512	(49,6)
España	211	361	(41,6)
Internacional	47	151	(68,9)
Gas	62	67	(7,5)
Infraestructuras	32	22	45,5
Aprovisionamiento y comercialización	20	19	5,3
Unión Fenosa Gas	10	26	(61,5)
Resto	151	131	15,3
Total inversiones materiales e intangibles	1.406	1.543	(8,9)

Gas Natural Fenosa destina el 66,5% de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, lo que permite afianzar la contribución de dichas actividades al Ebitda consolidado.

En el ámbito geográfico, España sigue siendo el principal destinatario de la inversión con el 70% de las inversiones consolidadas.

En Latinoamérica, Brasil, México y Colombia siguen siendo los principales focos de inversión en la región.

Inversiones materiales e intangibles por actividades



Deuda

A 31 de diciembre de 2011, la deuda financiera neta alcanzó los 17.294 millones de euros, situando el ratio de endeudamiento en el 54,5%.

Si se descuenta el déficit de tarifa pendiente de recuperar (1.231 millones de euros), la deuda neta se situaría en 16.063 millones de euros que representa un ratio de endeudamiento del 52,7%.

Los ratios de Deuda neta/Ebitda y Ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan, a 31 de diciembre de 2011, en 3,7x (3,5x si se considera la deuda neta descontando el déficit de tarifa) y en 5,5x, respectivamente.

Desde que, el pasado 11 de enero de 2011, el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) procediera a la emisión inaugural de bonos respaldados por los derechos cedidos del sistema eléctrico, se han efectuado cinco emisiones públicas de bonos, por un importe nominal total de 8.500 millones de euros, y seis emisiones o ampliaciones de emisiones anteriores privadas, por importe de 1.406 millones de euros. Esto sitúa el total emitido por el FADE, durante el año 2011, en 9.906 millones de euros en plazos comprendidos entre los dos y quince años, de los que Gas Natural Fenosa ha recibido la parte correspondiente por un importe agregado de 1.102 millones de euros.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 68,2% tiene vencimiento igual o posterior al año 2015. La vida media de la deuda neta se sitúa en los 4,6 años.

El 70,1% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 29,9% restante a tipo variable. El 9,1% de la deuda financiera tiene vencimiento a corto y el 90,9% restante a largo plazo.

A 31 de diciembre de 2011, la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez superior a 7.000 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses.

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales, a 31 de diciembre de 2011, se sitúan en 5.963 millones de euros e incluyen el programa Euro Medium Terms Notes (EMTN), por importe de 3.950 millones de euros; el programa de Euro Commercial Paper (ECP), por 734 millones de euros; el programa de

Pagarés Comerciales listado en AIAF Mercado de Renta Fija, por 932 millones de euros; y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales, en Panamá, que conjuntamente suponen 347 millones de euros.

El pasado mes de enero de 2011, se cerró una emisión de bonos en el mercado de capitales a seis años por un importe de 600 millones de euros con un cupón anual del 5,625% bajo el programa de EMTN. En mayo de 2011, se efectuó una nueva emisión de bonos a ocho años bajo el mismo programa, por importe 500 millones de euros y cupón anual del 5,375%.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN, en los dos últimos años, asciende a más de 8.000 millones de euros con un cupón medio de 4,77% y una vida media de 7,1 años.

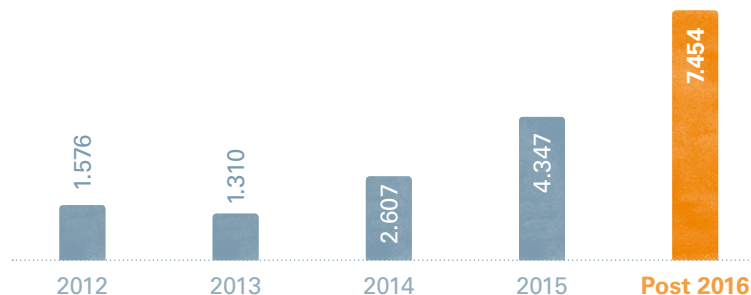
En el proceso de diversificación de las fuentes de financiación efectuado en el ejercicio, Gas Natural Fenosa ha colocado deuda en nuevos mercados. Así, Gas Natural México registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por un importe de 10.000 millones de pesos mexicanos. Bajo este programa, el pasado 20 de mayo de 2011, Gas Natural México cerró exitosamente dos emisiones a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 4.000 millones de pesos mexicanos. El tramo a cuatro años se cerró a tasa variable (TIIE) más un *spread* de 65 puntos básicos, mientras que el coste del tramo a siete años fue del 8,62% anual. Para esta emisión, Gas Natural México recibió una calificación local de AAA, por parte de Fitch Ratings, y de AA+, por Standard & Poor's (S&P).

Adicionalmente, durante el mes de mayo de 2011, la sociedad Edemet (Panamá) bajo el programa de Valores Comerciales negociables por importe de 50 millones de dólares, colocó en el mercado local una emisión por importe de 30 millones de dólares, a una tasa de 2,9%.

El pasado mes de diciembre de 2011, Gas Natural Fenosa firmó una línea de financiación con el BEI, por importe 350 millones de euros, en un plazo de hasta diez años (si bien existe autorización para alcanzar hasta los 500 millones de euros) de los cuales al cierre del ejercicio únicamente se habían dispuesto 150 millones de euros.

El Ebitda consolidado del ejercicio 2011 alcanza los 4.645 millones de euros con un aumento del 3,8%

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)





Desglose por monedas de la deuda financiera neta
a 31 de diciembre de 2011 y su peso relativo sobre el total

(millones de euros)	31/12/11	2010
Euros	14.297	82,6
Dólares americanos	1.820	10,5
Pesos colombianos	430	2,5
Pesos mexicanos	322	1,9
Yenes	235	1,4
Reales brasileños	168	1,0
Pesos argentinos	26	0,1
Resto	(4)	–
Total deuda financiera neta	17.294	100,0

En enero de 2012, el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico realizó seis emisiones privadas por un importe efectivo de 1.363 millones de euros, correspondiendo a Gas Natural Fenosa un total de 153 millones de euros.

El 30 de enero de 2012, Gas Natural Fenosa cerró una nueva emisión de bonos en los mercados de capitales a seis años por un importe de 750 millones de euros con un cupón anual del 5,000%, fijándose el tipo de emisión en el 99,413% de su valor nominal. El desembolso de esta emisión estaba previsto realizarse el 13 de febrero de 2012.

Calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa
a corto y largo plazo

Agencia	l/p	c/p
Moody's	Baa2	P-2
Standard & Poor's	BBB	A-2
Fitch	A-	F2

Patrimonio

La propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2010, aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011, representó destinar 324 millones de euros a dividendos (importe equivalente a la cantidad distribuida a cuenta del dividendo del ejercicio 2010, que fue satisfecha el día 7 de enero de 2011), así como un aumento de capital liberado, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias.

El 14 de junio de 2011, finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al aumento de capital liberado, a través del cual se articuló la política de remuneración al accionista de Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2010, resultando que los titulares del 3,61% de los derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Gas Natural Fenosa, lo que supone la adquisición de 33.272.473 derechos por un importe bruto total de 15 millones de euros. Los titulares del 96,39% restante optaron por recibir nuevas acciones. Por tanto, el número definitivo de acciones ordinarias de un euro de valor nominal unitario, que se emitieron en el aumento de capital liberado, ascendió a 31.731.588 acciones. La ampliación de capital fue inscrita en el Registro Mercantil en fecha 23 de junio de 2011 y las acciones representativas de la misma están admitidas a negociación en Bolsa desde el 29 de junio de 2011.

Asimismo, y como continuación a los acuerdos suscritos con La Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures (Sonatrach), una vez obtenida la correspondiente aprobación de las autoridades argelinas y habiéndose producido el desembolso pertinente, ha

quedado inscrita en el Registro Mercantil de Barcelona la escritura de aumento de capital de las 38.183.600 nuevas acciones de Gas Natural SDG, titularidad de Sonatrach, y que ha supuesto un desembolso de 515 millones de euros a un precio de 13,4806 euros por acción.

Consecuentemente, a 31 de diciembre de 2011, el número total de acciones ordinarias es de 991.672.139, representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de un euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

La propuesta de aplicación del resultado, formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas, incluye el pago de un dividendo de 360 millones de euros (importe equivalente a la cantidad distribuida a cuenta del dividendo del ejercicio 2011, que fue satisfecha por la sociedad el día 9 de enero de 2012), así como un aumento de capital liberado, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias por un valor de mercado de referencia máximo de 461 millones de euros.

Este aumento de capital ofrecería a los accionistas la posibilidad de recibir acciones ordinarias de la sociedad en lugar del que hubiera sido el pago, en julio del 2012, del dividendo complementario del ejercicio 2011, y contempla el establecimiento por la sociedad de mecanismos para garantizar que aquellos accionistas que así lo prefieran puedan percibir el importe en efectivo.

A 31 de diciembre de 2011, el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 14.441 millones de euros. De este patrimonio, es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 12.792 millones de euros que representa un crecimiento del 12,4% respecto al 31 de diciembre de 2010.

Según la información pública disponible al cierre del ejercicio 2011, las principales participaciones en el capital social de Gas Natural SDG son las siguientes:

	% participación
Criteria CaixaHolding	35,3
Grupo Repsol	30,0
Sonatrach	3,9

Información bursátil



El año 2011, se ha caracterizado por la inestabilidad del entorno macroeconómico que se ha traducido en retrocesos bursátiles generalizados. La incertidumbre sobre la capacidad de consolidar el crecimiento iniciado en el año 2010, la deuda soberana y la crisis fiscal en determinados países de la zona euro se han reflejado en una mayor volatilidad y una evolución negativa de los precios en los mercados de valores.

El Ibex 35, principal índice de la bolsa española, cerró el año 2011 en los 8.566,3 puntos y una caída del 13,1% respecto al cierre del ejercicio 2010. El índice marcó su máximo anual en los 11.165 puntos y el mínimo anual en 7.505,3 puntos, los días 18 de febrero de 2011 y 13 de septiembre de 2011, respectivamente.

En un contexto de bajas generalizadas, las acciones de Gas Natural Fenosa cerraron el ejercicio a 13,27 euros, con una revalorización de 15,4% respecto al cierre del ejercicio anterior, lo que representa la sexta mayor subida en el índice español en el año 2011. El máximo anual se registró el 22 de julio a 15,00 euros y el mínimo anual el 10 de enero a 10,20 euros.

El volumen de acciones negociado, durante el año 2011, ha sido de 844 millones, con una reducción del 20,6% respecto del ejercicio anterior. Del total de acciones negociadas, un 99,8% lo fueron dentro del horario de mercado continuo, si bien de este porcentaje un 19,4% fue contratado a través de las llamadas operaciones de bloque. El 0,2% restante se negoció a través de operaciones especiales. La media diaria de títulos negociados fue de 3,3 millones de acciones.

El volumen efectivo negociado supuso 10.827 millones de euros, un 18,34% menos que el alcanzado en el ejercicio anterior. La media diaria de negociación fue de 42 millones de euros.

Gas Natural SDG, S.A., en consonancia con la política implementada por otras compañías nacionales e internacionales, ofreció a sus accionistas una alternativa que, sin limitar en modo alguno su posibilidad de percibir la totalidad de la retribución anual en efectivo si así lo deseaban, les permitió recibir acciones de la sociedad con la fiscalidad propia de las acciones liberadas.

Para poner en práctica este sistema, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A., celebrada el 14 de abril de 2011, aprobó un aumento de capital liberado y el mecanismo mediante el cual la sociedad asumía el compromiso irrevocable de compra de los derechos de asignación gratuita correspondientes a la mencionada ampliación de capital liberada a un precio fijo (Compromiso de Compra). Esto permitió que todos los accionistas que lo desearan pudieran vender sus derechos y recibir un importe en efectivo equivalente al que hubiera sido el pago del dividendo complementario del ejercicio 2010, que hubiera sido satisfecho en los primeros días de julio de 2011.

Asimismo, como continuación a los acuerdos suscritos con Sonatrach para el cierre del conflicto sobre los precios del gas, la sociedad argelina adquirió una participación del 3,85% de Gas Natural Fenosa a través de una ampliación de capital de 38.183.600 acciones y un desembolso de 515 millones de euros.

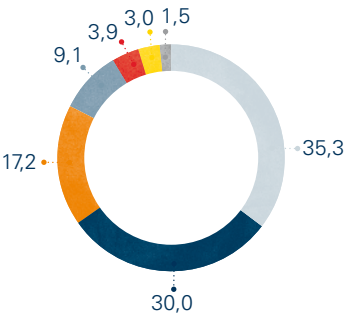
Consecuentemente, a 31 de diciembre de 2011, el número total de acciones ordinarias es de 991.672.139, representadas por medio de anotaciones en cuenta. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

La capitalización bursátil de Gas Natural Fenosa, a 31 de diciembre de 2011, fue de 13.155 millones de euros, la mejor evolución relativa al mercado ha permitido que haya pasado del decimocuarto lugar, en 2010, hasta el séptimo valor de mayor ponderación en el Ibex 35 con un peso del 2,46%.

Por su parte, las acciones de Gas Natural BAN, la distribuidora del grupo en Argentina, cerraron el ejercicio a un precio de 2,77 pesos, con un descenso anual del 13,6%. El máximo y mínimo anual fueron de 3,36 pesos y 2,50 pesos, respectivamente. El número de acciones negociadas, durante el año 2011, fue de 1,1 millones de títulos. Asimismo, el índice Merval, representativo de la Bolsa de Buenos Aires, cerró con una pérdida del 31,2% en el año.

A 31 de diciembre de 2011, y teniendo en cuenta la mejor información disponible, el número de accionistas de Gas Natural SDG, S.A. se estima en alrededor de 84.000. ■

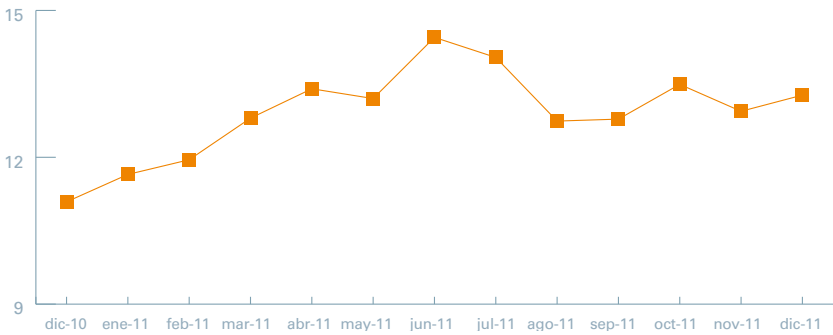
Accionistas e inversores (*)



- Accionistas individuales en España.
- Caixa d'Estalvis de Catalunya.
- Critería CaixaHolding.
- Inversores institucionales españoles.
- Inversores institucionales internacionales.
- Grupo Repsol.
- Sonatrach.

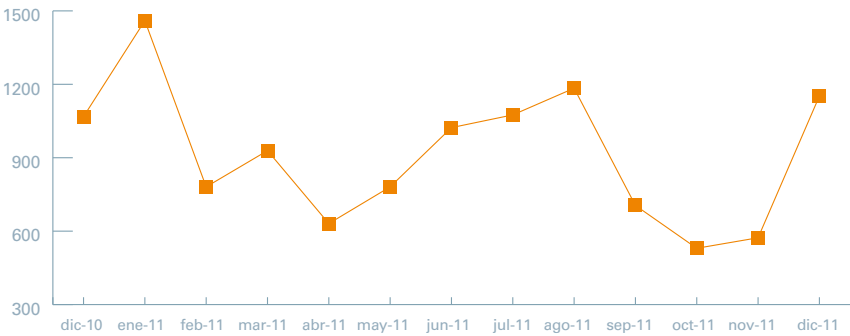
(*) A 31 de diciembre de 2011.

Cotización de Gas Natural Fenosa



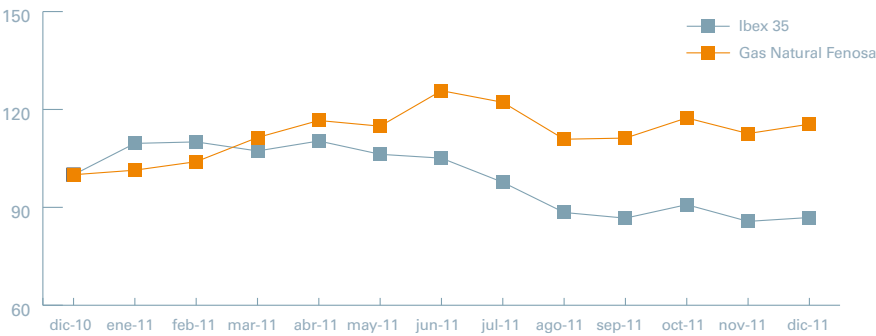
Total negociación efectiva

Datos mensuales en millones €



Evolución de Gas Natural Fenosa e Ibex 35

1 año



informe de auditoría, cuentas anuales consolidadas e informe de gestión de Gas Natural Fenosa

informe **anual** 2011

63	Informe de Auditoría.
64	Cuentas Anuales Consolidadas.
64	Balance de Situación Consolidado.
65	Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.
66	Estado Consolidado de Resultado Global.
67	Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado.
68	Estado de Flujos de Efectivo Consolidado.
69	Memoria Consolidada.
196	Informe de Gestión Consolidado.
196	Evolución de los negocios.
225	Factores de riesgo.
229	Medio ambiente y actividades de innovación tecnológica.
230	Perspectivas de futuro.
231	Informe Anual de Gobierno Corporativo.



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 sociedades dependientes (el Grupo) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2011, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado consolidado de resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 3.1. de la memoria adjunta, los Administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y de las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2011 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 sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2011, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2011 contiene las explicaciones que los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. 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 2011. 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 sociedades dependientes.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.


Manuel Valls Morató
Socio – Auditor de Cuentas

14 de febrero de 2012

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., Edificio Caja de Madrid, Avda. Diagonal, 640, 08017 Barcelona
T: +34 932 532 700 F: +34 934 059 032, www.pwc.com/es

Balance de Situación Consolidado

(millones de euros)

	31.12.11	31.12.10
Activo		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	11.080	11.223
Fondo de comercio	5.876	6.002
Otro inmovilizado intangible	5.204	5.221
Inmovilizado material (Nota 6)	22.744	23.206
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	99	105
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.024	694
Activo por impuesto diferido (Nota 21)	975	957
Activo no corriente	35.922	36.185
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	23	707
Existencias (Nota 10)	879	755
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	5.192	4.592
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.577	3.946
Otros deudores	497	534
Activos por impuesto corriente	118	112
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	1.388	1.901
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 12)	3.098	1.203
Activo corriente	10.580	9.158
Total Activo	46.502	45.343
Patrimonio neto y pasivo		
Capital	992	922
Prima de emisión	3.808	3.331
Reservas	6.900	6.106
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1.325	1.201
Dividendo a cuenta	(360)	(324)
Ajustes por cambios de valor	127	148
Operaciones de cobertura	(8)	(39)
Diferencias de conversión	135	187
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	12.792	11.384
Intereses minoritarios	1.649	1.590
Patrimonio neto (Nota 13)	14.441	12.974
Subvenciones (Nota 14)	803	657
Provisiones no corrientes (Nota 15)	1.712	2.865
Pasivos financieros no corrientes (Nota 16)	17.539	18.176
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	17.209	17.805
Otros pasivos financieros	330	371
Pasivo por impuesto diferido (Nota 21)	2.642	2.704
Otros pasivos no corrientes (Nota 18)	1.033	1.040
Pasivo no corriente	23.729	25.442
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	–	350
Provisiones corrientes (Nota 15)	133	127
Pasivos financieros corrientes (Nota 16)	2.853	2.130
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.706	1.887
Otros pasivos financieros	147	243
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 19)	4.671	3.658
Proveedores	3.900	3.005
Otros acreedores	481	468
Pasivos por impuesto corriente	290	185
Otros pasivos corrientes (Nota 20)	675	662
Pasivo corriente	8.332	6.927
Total patrimonio neto y pasivo	46.502	45.343

Las notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada

(millones de euros)

	2011	2010
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 22)	21.076	19.630
Aprovisionamientos (Nota 23)	(14.074)	(12.970)
Otros ingresos de explotación (Nota 24)	263	258
Gastos de personal (Nota 25)	(858)	(798)
Otros gastos de explotación (Nota 26)	(2.013)	(1.912)
Amortización de inmovilizado (Notas 5 y 6)	(1.750)	(1.716)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras (Nota 14)	35	31
Otros resultados (Nota 27)	268	370
Resultado de explotación	2.947	2.893
Ingresos financieros	137	118
Gastos financieros	(1.073)	(1.165)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	2	(6)
Diferencias de cambio	–	(6)
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	2	44
Resultado financiero (Nota 28)	(932)	(1.015)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación (Nota 7)	7	5
Resultado antes de impuestos	2.022	1.883
Impuesto sobre beneficios (Nota 21)	(496)	(468)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.526	1.415
Resultado consolidado del ejercicio	1.526	1.415
Atribuible a		
Sociedad dominante	1.325	1.201
Intereses minoritarios	201	214
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	1,39	1,30
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	1,39	1,30

Las notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Estado Consolidado de Resultado Global

(millones de euros)

	2011	2010
Resultado consolidado del ejercicio	1.526	1.415
Otro resultado global reconocido directamente en el patrimonio neto	(146)	185
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	–	(20)
Por coberturas de flujo de efectivo	(60)	(92)
Diferencias de conversión	(81)	310
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(46)	(45)
Efecto impositivo	41	32
Transferencias a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias	82	95
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	–	(4)
Por coberturas de flujo de efectivo	103	166
Diferencias de conversión	9	(19)
Efecto impositivo	(30)	(48)
Otro resultado global del ejercicio	(64)	280
Resultado global total del ejercicio	1.462	1.695
Atribuible a		
Sociedad dominante	1.281	1.444
Intereses minoritarios	181	251

Las notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

(millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad					Intereses minoritarios	Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y reservas	Resultado del ejercicio	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 01.01.10	922	8.682	1.195	(118)	10.681	1.496	12.177
Resultado global total del ejercicio	–	(23)	1.201	266	1.444	251	1.695
Distribución de dividendos	–	465	(1.195)	–	(730)	(157)	(887)
Otras variaciones	–	(11)	–	–	(11)	–	(11)
Balance a 31.12.10	922	9.113	1.201	148	11.384	1.590	12.974
Resultado global total del ejercicio	–	(23)	1.325	(21)	1.281	181	1.462
Distribución de dividendos	–	841	(1.201)	–	(360)	(124)	(484)
Adquisición derechos asignación gratuita (Nota 13)	–	(15)	–	–	(15)	–	(15)
Ampliación de capital (Nota 13)	70	445	–	–	515	–	515
Incremento/reducción por combinación de negocios	–	–	–	–	–	16	16
Otras variaciones	–	(13)	–	–	(13)	(14)	(27)
Balance a 31.12.11	992	10.348	1.325	127	12.792	1.649	14.441

Las notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado

(millones de euros)

	2011	2010
Resultado antes de impuestos	2.022	1.883
Ajustes del resultado	2.510	2.857
Amortización del inmovilizado	1.750	1.716
Otros ajustes del resultado neto	760	1.141
Cambios en el capital corriente	(1.298)	(729)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	(1.097)	(1.265)
Pago de intereses	(845)	(798)
Cobro de intereses	59	9
Pagos por impuestos sobre beneficios	(311)	(476)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación (Nota 29)	2.137	2.746
Pagos por inversiones	(2.750)	(2.333)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(76)	–
Inmovilizado material e intangible	(1.456)	(1.545)
Otros activos financieros	(1.218)	(788)
Cobros por desinversiones	2.521	2.216
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	685	1.868
Inmovilizado material e intangible	539	84
Otros activos financieros	1.297	264
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	153	153
Cobros de dividendos	4	5
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	149	148
Flujos de efectivo de actividades de inversión	(76)	36
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	500	–
Emisión	515	–
Adquisición	(15)	–
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(166)	(1.272)
Emisión	4.514	11.375
Devolución y amortización	(4.680)	(12.647)
Pagos por dividendos	(445)	(858)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(55)	(69)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(166)	(2.199)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	–	31
Variación de efectivo y equivalentes	1.895	614
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.203	589
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	3.098	1.203

Las notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Notas explicativas a las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2011

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 FENOSA) es un grupo que tiene por objeto principal las actividades de exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad.

La adquisición y fusión de Unión Fenosa, S.A. en el ejercicio 2009 supuso un avance significativo en el desarrollo de GAS NATURAL FENOSA y en su estrategia de convertirse en un grupo integrado de gas y electricidad.

GAS NATURAL FENOSA opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa (Francia, Italia y Moldavia) y África.

En la nota 4 se incluye información financiera por segmentos de operación y sobre áreas geográficas.

En el Anexo I se relacionan las empresas participadas por GAS NATURAL FENOSA, así como su actividad, domicilio, patrimonio y resultados en la fecha de cierre.

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 Ibex 35. Las acciones de la participada Gas Natural BAN, S.A. cotizan en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina).

Nota 2. Marco regulatorio

a) Regulación del sector del gas natural en España

Principales características del sector del gas natural en España

El sector gasista español está regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, reformada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, y por su normativa de desarrollo, entre la que destaca por su importancia el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre y el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) es la autoridad regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las consejerías correspondientes de las comunidades autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

A grandes rasgos, el sector gasista español tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte (incluyendo la regasificación, el almacenamiento y el transporte en sentido estricto) y la distribución de gas natural, y las actividades no reguladas la producción, el aprovisionamiento y el suministro de gas natural realizado por las comercializadoras.
- El sector del gas natural es casi totalmente dependiente de los suministros exteriores de gas natural, que suponen casi el 99,9% del gas natural suministrado en España.
- Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado (aunque como se indica más adelante se ha mantenido una tarifa de último recurso para los consumidores de menor volumen).

La regulación de las actividades de gas natural en España

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: 1) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y 2) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

1. Actividades reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por:

- Necesidad de autorización administrativa previa: la realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.
- Remuneración establecida normativamente: las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan en el Real Decreto 949/2001, mientras que la remuneración concreta a percibir se actualiza anualmente por medio de orden ministerial.

Así, el marco económico de estas actividades persigue incentivar el desarrollo de las redes y permitir a las empresas que las realizan recuperar los recursos invertidos, tanto las inversiones realizadas, como los costes de operación.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta de los costes de adquisición de gas y otros costes, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- Sometimiento a obligaciones específicas: el ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte (incluyendo regasificación y almacenamiento) y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 949/2001 regula el acceso de los terceros a la red, determinando 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. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir unos peajes y cánones como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

1.1. Transporte

La actividad de transporte comprende la regasificación, el almacenamiento y el transporte del gas en sentido estricto a través de la red de transporte básica de gas de alta presión:

- **Regasificación:** el gas natural es importado a España vía gasoducto (en forma gaseosa) y vía buques metaneros (en forma líquida, referido como gas natural licuado). La regasificación es la actividad que comprende la conversión del gas natural en estado líquido, almacenado en tanques criogénicos generalmente de las plantas de regasificación, al estado gaseoso y su introducción dentro de la red nacional de gasoductos.
- **Transporte:** una vez el gas natural es importado o producido y si es necesario, regasificado, se inyecta en forma gaseosa en la red de transporte de alta presión. La red de transporte atraviesa la mayoría de las regiones españolas y traslada el gas natural a los grandes consumidores, como las plantas de producción de electricidad y clientes industriales y los distribuidores locales.

La red de transporte es propiedad principalmente de Enagás, S.A., aunque otras empresas, entre ellas diversas participadas de GAS NATURAL FENOSA, tienen una pequeña proporción de la misma.

- **Almacenamiento:** las instalaciones de almacenamiento están compuestas fundamentalmente por depósitos subterráneos, necesarios para asegurar que hay un suministro constante de gas natural que no se ve afectado por los cambios estacionales y otros picos en la demanda. Estas instalaciones sirven también para cumplir con la obligación establecida en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, de mantener unas existencias mínimas de seguridad. Parte de las instalaciones de almacenamiento subterráneo están exentas de la obligación de permitir el acceso a terceros.

1.2. Distribución

El gas natural es transportado de la red de transporte de alta presión al consumidor final a través de la red de distribución de media y baja presión.

Hasta el 1 de julio de 2008 el distribuidor tenía la obligación de suministrar el gas a los consumidores que se acogiesen a la tarifa regulada, por lo que también se encontraba dentro de los mercados de suministro minorista. No obstante, desde esta fecha la actividad de las distribuidoras está restringida a la gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.2.

De conformidad con el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, el ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas que conceden la exclusividad al distribuidor sobre su zona. Además, con la entrada en vigor de la Ley 12/2007 al distribuidor de una zona se le otorga preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes a la suya.

La Orden Ministerial IET/3587/2011, de 30 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2012. En concreto, la retribución inicial reconocida a GAS NATURAL FENOSA para el ejercicio 2012 asciende a 1.077 millones de euros para las actividades de distribución y 42 millones de euros para las actividades de transporte.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió en el mes de noviembre a la CNE y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos el Proyecto de Real Decreto en el que se revisa, como consecuencia del laudo arbitral dictado en agosto de 2010, la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia al que hace referencia el Real Decreto 6/2000, en su artículo 15 y en el que se propone un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del laudo.

2. Actividades no reguladas

2.1. Aprovisionamiento (importación de gas natural)

Considerando la escasa relevancia de la producción de gas natural en nuestro país, esta sección se va a centrar en el aprovisionamiento internacional del gas natural.

El aprovisionamiento de gas natural en España se realiza en su mayoría mediante operadores de gas como GAS NATURAL FENOSA a través de contratos a largo plazo con productores de gas. Dicho aprovisionamiento, aunque es una actividad no regulada, está sometida a dos tipos de limitaciones, cuyo objetivo consiste básicamente en asegurar la diversificación del suministro y la introducción de competencia en el mercado: 1) ningún país puede ser el origen de más del 60% del gas introducido en España, y 2) desde el 1 de enero de 2003 ningún sujeto o grupo empresarial podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional, excluidos los autoconsumos.

2.2. Comercialización

Desde el 1 de julio de 2008, de conformidad con la Ley 12/2007 y su normativa de desarrollo, entre las que destacan el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, y la Orden 2309/2007 de 30 de julio, el gas natural ha pasado a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores, ha desaparecido el suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoce el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no superan un determinado umbral de consumo (3 GWh, que se reducen a 2 GWh en julio 2009 y a 1 GWh en julio 2010) a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso.

Para facilitar el cambio de comercializador, la Ley 12/2007 ordenó la creación de la oficina de cambios de suministrador –Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM)– que está participada por los principales operadores gasistas y eléctricos.

De acuerdo con la legislación, para el cálculo de la tarifa de suministro de último recurso, se deberán tener en cuenta de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden ITC/1506/2010 de 8 de junio, que modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, estableciendo que las revisiones de la tarifa de último recurso de gas natural se realizarán mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Los términos fijos y variables de las tarifas se actualizarán en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. El término variable se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

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, Pemex es el operador dominante. El 23 de febrero de 2011 se publicó oficialmente la nueva tarifa de distribución de gas para todas las zonas en que GAS NATURAL FENOSA distribuye gas en México, resultando incrementos tarifarios anuales de entre el 9% y el 13,5%, a excepción de la zona de Los Bajíos en la que la revisión tarifaria quinquenal aprobada conlleva un incremento tarifario del 26,8%.

En Brasil, Petrobras es el operador dominante.

En Colombia, las autoridades han determinado que las empresas transportistas 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 transportistas 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. Sin embargo, desde el año 2007 el Gobierno argentino está introduciendo de forma gradual un sistema estable de retribución de las distribuidoras basado en la adecuada retribución de los activos. En este contexto, el 10 de octubre de 2008 el Gobierno argentino publicó un aumento tarifario de entre el 10% y el 30%, aplicable a Gas Natural BAN desde el 1 de septiembre de ese año a clientes residenciales e industriales y al gas natural vehicular.

c) Regulación del sector del gas natural en Italia

En Italia, la actividad de suministro de gas natural está completamente liberalizada desde el 1 de enero de 2003. Sin embargo, para los clientes residenciales (clientes que no superan un umbral de consumo de 2 GWh al año) que no han optado por un nuevo suministrador, el precio de suministro de gas natural sigue siendo fijado por la Autorità per Energia Elettrica e il Gas (la Comisión Nacional de Energía italiana, AEEG). En cambio, para los clientes residenciales que hayan elegido un nuevo suministrador de gas natural en el mercado, la AEEG establece, sobre la base de los costes efectivos de servicio, precios de referencia que las empresas suministradoras, en el marco de las obligaciones de servicio público, tienen que incluir dentro de la propia oferta comercial.

En la región de Sicilia, la liberalización de las actividades de suministro de gas natural ha sido implementada según modalidades y plazos distintos, habiéndose completado el 1 de enero de 2010, fecha desde la cual todos los consumidores tienen libertad de elección del suministrador.

El suministro de gas natural solamente puede ser efectuado por parte de empresas que no desempeñen ninguna otra actividad en el sector del gas natural, salvo actividades de importación, exportación, producción y venta al por mayor. Existe igualmente una separación jurídica obligatoria del operador del sistema de distribución, 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 eléctrico en España

Principales características del sector eléctrico en España

La regulación del sector eléctrico en España tiene como marco de referencia la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que ha sido reformada por la Ley 17/2007, de 4 de julio y por su prolija normativa de desarrollo, entre la que destaca el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro así como las autorizaciones administrativas, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, que regula el mercado de producción y el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula el régimen especial.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la CNE es la autoridad regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las consejerías correspondientes de las comunidades autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa. El Consejo de Seguridad Nuclear ejerce competencias específicas sobre las instalaciones que emplean dicha tecnología.

Asimismo, el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

El sector eléctrico tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte y la distribución de electricidad; y las actividades no reguladas la generación y la comercialización de electricidad.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/54/CE, de 26 de junio, y 96/92/CE, de 22 de junio), todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de electricidad desde el 1 de enero de 2003. De conformidad con la Ley 17/2007 y, a semejanza del sector gasista, desde el 1 de enero de 2009 debía desaparecer el suministro a tarifa por las empresas distribuidoras y el conjunto de los consumidores debería haberse visto obligado a participar en el mercado liberalizado (aunque como se indica más adelante se ha mantenido una tarifa de último recurso para los consumidores de menor volumen). Sin embargo, dicha reforma se vio retrasada hasta el 1 de julio de 2009.

- La electricidad consumida en España se produce mayoritariamente en el territorio nacional, ya que las interconexiones internacionales con Francia y Portugal tienen capacidad reducida.
- Desde el 1 de julio de 2007 ha entrado en funcionamiento el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) entre España y Portugal de forma efectiva, que ha supuesto la integración de los sistemas eléctricos de ambos países (aunque dicha integración todavía no es perfecta).
- El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas.

La regulación de las actividades del sector eléctrico en España

Las actividades del sector eléctrico, se clasifican entre: 1) actividades reguladas: transporte y la distribución de electricidad; y 2) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

1. Actividades reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por el hecho de que el acceso a las mismas está sometido a autorización administrativa, su remuneración se establece según la normativa y su ejercicio está sometido a una serie de obligaciones específicas:

- Necesidad de autorización administrativa previa: la realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.

- Remuneración establecida normativamente: las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan por el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, para el transporte, y por el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, para la distribución, y pretenden asegurar una adecuada remuneración del ejercicio de dichas actividades y el desarrollo de las redes. La remuneración a percibir por el desempeño de estas actividades se actualiza anualmente por medio de orden ministerial.

El marco regulatorio del sector eléctrico en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta de los costes de adquisición de electricidad y otros costes, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- Sometimiento a obligaciones específicas: el ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 1955/2000 regula el acceso de los terceros a la red, determinando 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. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir unos peajes como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable –con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas y peajes– y jurídica –por medio de sociedades separadas–, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

1.1. Transporte

El transporte de electricidad une los centros de producción con las redes de distribución y los clientes finales específicos. La red de transporte es propiedad principalmente de REE, aunque la sociedad de GAS NATURAL FENOSA, Unión Fenosa Distribución, S.A., tiene una pequeña proporción de la red de transporte secundario.

La retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente, fijando una cuantía para cada sujeto que tiene en cuenta los costes acreditados de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de cada empresa, más un incentivo a su disponibilidad.

1.2. Distribución

La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte de alta tensión hasta los consumidores finales. Hasta el 1 de julio de 2009 los distribuidores eran a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de distribución y suministradores a tarifa de consumidores finales.

Sin embargo, a partir del 1 de julio de 2009 la actividad de las distribuidoras ha quedado restringida a la titularidad y gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.2.

La Orden Ministerial IET/3586/2011, de 30 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector eléctrico para 2012. En concreto, la retribución inicial reconocida a GAS NATURAL FENOSA para el ejercicio 2012 asciende a 862 millones de euros para las actividades de distribución y 41 millones de euros para las actividades de transporte.

2. Actividades no reguladas

2.1. Generación de electricidad

La actividad de generación de energía eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial. El régimen especial trata de incentivar la generación eléctrica a partir de la cogeneración y de las fuentes renovables a través del ofrecimiento de una remuneración más atractiva.

El régimen especial está reservado para las plantas de hasta 50 MW de potencia instalada que utilizan energías renovables como fuente de energía, residuos y la cogeneración. En régimen ordinario producen el resto de plantas de generación de energía eléctrica, esto es, aquellas que tienen una potencia superior a 50 MW y/o utilizan una fuente primaria distinta de las anteriores como energía nuclear o carbón.

La retribución de la actividad de generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica. El Real Decreto 661/2007 establece un régimen económico específico para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, que recoge unas tarifas, primas e incentivos específicos para cada tipo de tecnología (excepto para las instalaciones solares fotovoltaicas posteriores al 29 de septiembre de 2008).

La energía producida en el sistema se vende en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, regulado por el Real Decreto 2019/1997, bien en el mercado organizado spot o pool eléctrico o bien mediante contratos bilaterales, físicos y financieros, y la contratación a plazo.

Desde el año 2006 hasta el 1 de julio de 2009 la normativa estableció la obligación sobre generadores de minorar, de los ingresos de generación, el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente.

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores). Este Real Decreto Ley también contempla que la financiación de los costes de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado en las centrales nucleares a partir de la constitución de Enresa como entidad pública empresarial se realizará mediante el pago de una tasa directamente proporcional a la energía generada, por parte de las empresas titulares de las centrales en explotación.

El 21 de abril de 2010 se publicó en el BOE el Real Decreto 437/2010 por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico que fue establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009 y cuyos principales aspectos son los siguientes:

- Podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del sistema:
 - Los derechos de cobro generados durante el 2006 y 2008 y no cedidos a terceros hasta 10.000 millones de euros.
 - Los derechos de cobro del déficit 2009 hasta 3.500 millones de euros.
 - Los derechos de cobro del déficit 2010 a 2012 reconocidos cada año en la Orden Ministerial por la que se fijan las tarifas de acceso del año siguiente, momento a partir del cual los derechos podrán ser cedidos al Fondo de Titulización. Las diferencias entre los déficits de tarifas estimados y reales se liquidarán en el ejercicio en curso.
- El Fondo deberá adquirir los derechos de cobro cuyo compromiso de cesión le haya sido comunicado por los titulares iniciales, en un plazo máximo de un año desde dicha comunicación siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados.

- Los tipos de interés de actualización que devengarán los importes pendientes de cobro serán:

- Derechos de cobro 2006 y 2008: Euribor a tres meses.

- Derechos de cobro 2009: Euribor a tres meses más un diferencial de 0,20 puntos porcentuales.

El 2 de octubre de 2010 se publicó el Real Decreto 1221/2010 por el que se modifica el Real Decreto 134/2010 que creó un mecanismo de restricciones por garantía de suministro de centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía.

El 24 de diciembre de 2010 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, cuyos principales aspectos son los siguientes:

- Las empresas financiarán el bono social hasta 2013 y asumirán el coste de las políticas de ahorro y eficiencia energética en el período 2011-2013.
- Todas las empresas generadoras de electricidad, tanto del régimen ordinario como las de energías renovables y cogeneración, pagarán un peaje de 0,5 euros/MWh.
- Se limita durante tres años las horas con derecho a prima de las plantas fotovoltaicas, al igual que ha ocurrido con otros sectores como el eólico y el termosolar.
- Se modifican los límites máximos del déficit de tarifa en 2010, 2011 y 2012 para adecuarlo a las desviaciones y se mantiene en el año 2013 el punto en el que se alcanza la suficiencia tarifaria.

El 10 de febrero de 2011 se publicó en el BOE la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución, para el año 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. En ella se establecen los precios de retribución de la energía de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010 que consumen carbón autóctono, con el detalle de los parámetros utilizados, el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de restricciones por garantía de suministro y el consumo de carbón equivalente. La Resolución supone el establecimiento de unos precios provisionales que son los que utiliza el operador del sistema para liquidar a dichas centrales durante el año 2011.

El 28 de mayo de 2011 se publicó en el BOE la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radioactivos por la que se regula la responsabilidad civil nuclear de conformidad con los convenios internacionales de París y Bruselas, lo que se complementa con el establecimiento de un régimen específico de responsabilidad civil por los daños que puedan causar accidentes en los que se vean involucrados materiales radiactivos que no sean sustancias nucleares. Además redefine la figura del titular o explotador de una autorización e incorpora nuevos criterios sobre el régimen de titularidad de las centrales.

La Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre de 2011 regula la retribución en concepto de pago por capacidad, incluyendo el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo, modificando la retribución del incentivo a la inversión en capacidad establecido en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre y regulando el servicio de disponibilidad a medio plazo de aplicación a las tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fuelóleo, las centrales de ciclo combinado y las de carbón, siendo asimismo de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.

Por último, el 27 de enero de 2012 se ha aprobado mediante Real Decreto Ley la suspensión temporal de primas a nuevas instalaciones de régimen especial. Este Real Decreto suspende temporalmente los incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía eléctrica mediante las tecnologías: eólica; solar fotovoltaica; termosolar; cogeneración, biomasa; biogás; minihidráulica y de residuos. La medida no afectará a las instalaciones en marcha ni a aquellas ya inscritas en los prerregristos.

2.2. La comercialización de electricidad

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

Como se ha mencionado anteriormente, desde 1 de julio de 2009 los consumidores con potencia contratada superior a 10 Kw deben ser suministrados por un comercializador en el mercado libre, mientras que los que tienen una potencia igual o inferior a 10 Kw tienen la opción de continuar consumiendo bajo un suministro de precio regulado (tarifa de último recurso).

Para facilitar el cambio de comercializador, la Ley 12/2007 ordenó la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM) que está participada por los principales operadores gasistas y eléctricos.

Mediante sucesivas órdenes ministeriales se han regulado los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso. De acuerdo con la legislación, la tarifa de último recurso deberá recoger todos los costes del suministro de forma aditiva, incluyendo los costes de producción de la energía, los peajes de acceso y los costes de comercialización. El coste de producción se determina a partir de los precios de los mercados a plazo y otros costes.

e) Regulación del sector de electricidad internacional

1. Generación

Los principales países en los que GAS NATURAL FENOSA está presente como generador son México y Puerto Rico.

El sector eléctrico de México está configurado por dos sociedades públicas que monopolizan el sector: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro. Ambas sociedades están verticalmente integradas en generación, transmisión y distribución. La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, permitió la participación de la inversión privada en el sector de la generación de energía eléctrica en México bajo la figura del productor independiente o productor externo de energía, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación. Los productores independientes, entre los que se encuentran diversas sociedades participadas de GAS NATURAL FENOSA, venden su energía de manera exclusiva a CFE, de acuerdo con contratos de compromiso de capacidad y energía asociada de largo plazo.

El sector eléctrico de Puerto Rico está controlado por la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) o Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), corporación pública y agencia gubernamental. Su misión es proveer el servicio de energía eléctrica a los clientes en la forma más eficiente, económica y segura, en armonía con el medio ambiente. Actualmente, produce, transmite y distribuye prácticamente toda la electricidad que se consume en Puerto Rico y se autorregula en materia de tarifas y estándares de calidad de servicio. Existen generadores independientes que venden su energía a PREPA, entre los que se encuentra EcoEléctrica L.P., sociedad participada por GAS NATURAL FENOSA.

2. Distribución

En los países en los que GAS NATURAL FENOSA está presente como distribuidor, Colombia, Moldavia, Nicaragua y Panamá, la actividad de distribución está regulada. Las distribuidoras tienen la función de transportar la energía desde la red de transporte a los puntos de consumo de los clientes y además la función de suministrar energía, a tarifas reguladas, a los clientes regulados, los que por su nivel de consumo no pueden elegir suministrador. En cuanto a los clientes no regulados, que optan por comprar la energía a otro suministrador, deben pagar el peaje o tarifa regulada de distribución por el uso de las redes.

Las tarifas se ajustan periódicamente y de forma automática, para reflejar las variaciones del precio de compra de la energía y de la tarifa de transporte, así como la variación de los indicadores económicos.

En estos países 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 entre cuatro y cinco años mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

Con fecha 15 de junio de 2011 el ente regulador del sistema eléctrico nicaragüense (INE) ha aprobado una resolución ajustando al alza la tarifa, de forma que absorba un incremento del precio medio de compra de energía reconocido en un 41,88 % , sin alterar la vigencia del actual período tarifario (hasta 2013). Este incremento tarifario entra en vigor desde el 1 de julio.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas Anuales Consolidadas de GAS NATURAL FENOSA correspondientes al ejercicio 2010 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011.

Las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011, que han sido formuladas por el Consejo de Administración con fecha 27 de enero de 2012, 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 Cuentas Anuales Consolidadas de GAS NATURAL FENOSA del ejercicio 2011 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, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (en adelante, NIIF-UE), de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se ha utilizado el enfoque del coste histórico, aunque modificado por los criterios de registro a valor razonable de los activos financieros disponibles para la venta, los instrumentos financieros derivados y las combinaciones de negocio.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de GAS NATURAL FENOSA a 31 de diciembre de 2011, de los resultados consolidados de sus operaciones, de los cambios en el estado consolidado de resultado global, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en GAS NATURAL FENOSA en el ejercicio terminado en dicha fecha.

Las cifras contenidas en estas Cuentas Anuales Consolidadas se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

3.2 Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF

Como consecuencia de la aprobación, publicación y entrada en vigor el 1 de enero de 2011 se han aplicado las siguientes NIIF y CINIIF:

- NIIF 1 (Modificación), "Adopción por primera vez de las NIIF". Exención limitada de los desgloses comparativos de la NIIF 7 a las entidades que adopten por primera vez las NIIF.
- NIC 24 (Revisada), "Información a revelar sobre partes vinculadas".
- NIC 32 (Modificación), "Clasificación de emisiones de derechos".

- CINIIF 14 (Modificación), "Pagos anticipados. Requisitos mínimos de información cuando existe la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación".
- CINIIF 19, "Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio".
- Proyecto de mejoras de las Normas Internacionales de Información Financiera.

La aplicación de las anteriores normas, modificaciones e interpretaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en las Cuentas Anuales Consolidadas.

Durante el año 2011 se han publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea las siguientes nuevas NIIF y CINIIF con entrada en vigor para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2012, que no han sido adoptadas anticipadamente:

- NIIF 7 (modificación). "Instrumentos financieros. Información a revelar". Transmisión de activos financieros.

Asimismo, se han aprobado las siguientes modificaciones de NIIF con entrada en vigor para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2012 que aun no han sido adoptadas por la Unión Europea:

- NIC 12 (Modificación), "Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes".
- NIIF 1 (Modificación), "Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adoptan por primera vez las NIIF".

Del análisis de estas nuevas normas contables e interpretaciones a aplicar en los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2012, GAS NATURAL FENOSA no espera que su aplicación tenga efectos significativos sobre las Cuentas Anuales Consolidadas.

Por otra parte, durante el 2011, el IASB ha emitido una serie de normas con entrada en vigor entre el 1 de enero de 2013 y 2015 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea, entre las que se incluye la modificación de la normativa de consolidación a través de la NIIF 10 "Consolidación de Estados Financieros", la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" y de la NIIF 12 "Desgloses sobre participaciones en otras entidades". GAS NATURAL FENOSA está evaluando el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre las Cuentas Anuales Consolidadas.

3.3 Políticas contables

Las principales políticas contables utilizadas para la elaboración de estas Cuentas Anuales Consolidadas han sido las siguientes:

3.3.1 Consolidación

a) Dependientes

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

Para contabilizar la adquisición de dependientes se utiliza el método de adquisición. El coste de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio, y de cualquier contraprestación adicional que dependa de eventos futuros (siempre que sea probable y pueda valorarse con fiabilidad).

Los activos intangibles adquiridos mediante una combinación de negocios se reconocen separadamente del fondo de comercio si se cumplen los criterios de reconocimiento de activos, o sea, si son separables o tienen su origen en derechos legales o contractuales y cuando su valor razonable puede valorarse de manera fiable.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos o pasivos contingentes incurridos o asumidos como resultado de la transacción, se valoran inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del porcentaje de los intereses minoritarios.

El exceso de coste de la adquisición respecto al valor razonable de la participación de GAS NATURAL FENOSA en los activos netos identificables adquiridos se registra como fondo de comercio. Si el coste de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la dependiente adquirida, se reconoce la diferencia directamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

En una combinación de negocios realizada por etapas, GAS NATURAL FENOSA valora su participación previa en el patrimonio de la sociedad adquirida por su valor razonable en la fecha de control, reconociendo las ganancias o pérdidas resultantes en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

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

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

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes se presenta de forma detallada en los epígrafes "Intereses minoritarios" en el Balance de Situación consolidado y "Resultado atribuible a intereses minoritarios" en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

En relación con las adquisiciones de intereses minoritarios la diferencia entre el precio pagado y su valor neto contable, o en su caso, el resultado de su venta, se registra como transacciones patrimoniales.

Las opciones de venta otorgadas a accionistas minoritarios de sociedades dependientes en relación con participaciones en dichas sociedades, se valoran al valor actual del importe a reembolsar, esto es, su precio de ejercicio y se presentan en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes".

b) Negocios conjuntos

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

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

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 FENOSAa ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan por el método de la participación. La participación en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de las asociadas se reconoce en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada, 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 I se incluyen las sociedades participadas directa e indirectamente por GAS NATURAL FENOSA que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

En el Anexo II se incluyen las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2011 y 2010, siendo las más relevantes las siguientes:

Ejercicio 2011

En el ejercicio 2011 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a:

- La enajenación de las participaciones en las distribuidoras eléctricas en Guatemala (Nota 9).
- La enajenación adicional de diversas sociedades y activos de distribución de gas en la zona de Madrid (Nota 9).
- La permuta de los activos de renovables de Eufer como consecuencia de la finalización de la colaboración con otro socio que se mantenía a través de esta sociedad (Nota 9).
- La adquisición de participaciones en diversos parques de generación de energía eólica (Nota 30).
- La adquisición de la sociedad de distribución de gas en Italia Favellato Reti, S.R.L. (Nota 30).

Ejercicio 2010

En el ejercicio 2010 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a:

- La enajenación de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados en México (Nota 9).
- La enajenación de diversas sociedades y activos de distribución y suministro de gas en Madrid (Nota 9).

3.3.2 Transacciones en moneda extranjera

Las partidas incluidas en las Cuentas Anuales Consolidadas de cada una de las entidades de GAS NATURAL FENOSA se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas Anuales Consolidadas se presentan en euros, que es la moneda de presentación de GAS NATURAL FENOSA.

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 Pérdidas y Ganancias consolidada.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de GAS NATURAL FENOSA (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 de Situación presentado se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del balance.
- Los ingresos y gastos de cada Cuenta de Pérdidas y Ganancias se convierten a los tipos de cambio medios mensuales, a menos que esta medida no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el Estado Consolidado de Resultado Global y el importe acumulado se registra en el epígrafe “Diferencias de conversión” del Patrimonio neto.

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 (EUR) de las principales divisas de las sociedades de GAS NATURAL FENOSA a 31 de diciembre de 2011 y 2010 han sido los siguientes:

(millones de euros)	31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense (USD)	1,29	1,39	1,34	1,33
Peso argentino (ARS)	5,54	5,72	5,29	5,16
Real brasileño (BRL)	2,43	2,33	2,22	2,33
Peso colombiano (COP)	2.514	2.569	2.557	2.516
Peso mejicano (MXN)	18,09	17,27	16,54	16,74
Córdoba de Nicaragua (NIO)	29,72	31,21	29,24	28,32
Balboa de Panamá (PAB)	1,29	1,39	1,34	1,33
Lei de Moldavia (MDL)	15,14	16,30	16,23	16,39

3.3.3 Inmovilizado intangible

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 inmovilizado intangible 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 de Situación consolidado a su valor de coste menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

Las pérdidas por deterioro del fondo de comercio no son reversibles.

b) Concesiones y similares

El epígrafe “Concesiones y similares” recoge el coste de adquisición de las concesiones si se adquieren directamente a un organismo público o similar, el valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios o el coste de construcción y mejora de las infraestructuras destinadas a concesiones, de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios”.

Los activos de los acuerdos de concesión de servicios afectos a la mencionada CINIIF 12, que son aquéllos en los que el concedente controla los servicios que GAS NATURAL FENOSA (operador) debe prestar y la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo, se incluyen en este epígrafe de acuerdo con el modelo contable de activo intangible en función de la naturaleza de los beneficios económicos a percibir por el operador. Los ingresos y gastos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de las infraestructuras se registran por su importe bruto. Dado que los acuerdos de concesión no especifican la retribución correspondiente a estos conceptos, el valor razonable de los ingresos se estima por referencia a los gastos incurridos sin margen.

Los activos incluidos en este epígrafe se amortizan linealmente en el período de duración de cada una de las concesiones, salvo en el caso del gasoducto Magreb-Europa que, para reflejar adecuadamente el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros, se basa en el volumen de gas transportado durante la vida del derecho de uso, lo que supone una amortización acumulada que no es menor que la que se obtendría al utilizar un método de amortización lineal.

Asimismo, las concesiones de distribución de energía eléctrica en España, adquiridas como parte de una combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual de acuerdo a lo descrito en la nota 3.3.5.

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 inmovilizado intangible. 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 el momento en que están disponibles para la entrada en explotación de la aplicación.

d) Gastos de investigación

Los gastos de investigación se reconocen como gasto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada cuando se incurren.

e) Otro inmovilizado intangible

En otro inmovilizado intangible principalmente se incluyen los siguientes conceptos:

- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva en las instalaciones de la sociedad participada EcoEléctrica L.P., Ltd. en Puerto Rico, que se amortiza linealmente hasta la fecha de extinción de los derechos (2025).
- El coste de las licencias de explotación de parques de generación eólica, básicamente adquiridos como consecuencia de combinaciones de negocios, que se amortizan en 20 años una vez puestos en funcionamiento.
- Los derechos de emisión de CO₂ recibidos sin contraprestación se valoran por valor cero y los adquiridos al coste de adquisición. En caso de que GAS NATURAL FENOSA no tenga los derechos suficientes para cumplir sus cuotas de emisión, se registra en el epígrafe "Provisiones corrientes" 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 las Cuentas Anuales Consolidadas.
- Los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como parte de una combinación de negocios, que se valoran a valor razonable y se amortizan linealmente en la duración de los mismos, que no difiere significativamente del patrón de consumo esperado.

No existen inmovilizados intangibles con una vida útil indefinida distintos del fondo de comercio y de las mencionadas concesiones de distribución de energía eléctrica en España.

3.3.4 Inmovilizado material

a) Coste

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se valoran al precio de adquisición o al coste de producción o el valor atribuido al activo en caso de que se adquiriera como parte de una combinación de negocios.

Forman parte del inmovilizado material los costes financieros correspondientes a la financiación de los proyectos de instalaciones técnicas durante el período de construcción, 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 2 a 6 años), mientras que los gastos recurrentes de mantenimiento se imputan a los resultados 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 registra como inmovilizado material el gas no extraíble preciso para la explotación de los almacenamientos subterráneos de gas natural (gas colchón), amortizándose en el período de vida útil del almacenamiento subterráneo.

Los gastos derivados de las actuaciones empresariales encaminadas a la protección y mejora del medio ambiente se contabilizan como gasto del ejercicio en que se incurren.

Cuando suponen incorporaciones al inmovilizado material, cuyo fin sea la minimización del impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se contabilizan como mayor valor del inmovilizado.

Los costes futuros a los que GAS NATURAL FENOSA deberá hacer frente en relación con el cierre de determinadas instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión (Nota 3.3.15).

Los beneficios y pérdidas en ventas son determinados por comparación del precio de venta con los valores contables y son registrados en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

b) Amortización

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

	Años de vida útil estimada
Construcciones	33-50
Buques para el transporte de gas natural licuado	25-30
Instalaciones técnicas (red de distribución y transporte de gas)	20-40
Instalaciones técnicas (centrales hidráulicas)	14-100
Instalaciones técnicas (centrales térmicas)	25-40
Instalaciones técnicas (plantas de ciclo combinado)	25
Instalaciones técnicas (centrales nucleares)	40
Instalaciones técnicas (parques eólicos)	20
Instalaciones técnicas (líneas de transporte eléctrico)	30-40
Instalaciones técnicas (red de distribución eléctrica)	18-40
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6
Otros elementos	3-20

Las centrales hidráulicas están sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. A la terminación de los plazos establecidos para las concesiones administrativas, las instalaciones han de revertir al Estado en condiciones de buen uso, lo que se consigue gracias a los programas de mantenimiento de las mismas.

En el cálculo de la dotación de la amortización de las centrales hidráulicas se diferencian los distintos tipos de elementos que las integran, distinguiendo las inversiones en obra civil (cuyo plazo de amortización está en función del período de la concesión, o 100 años, en el caso de no existir concesión), el equipo electromecánico (40 años) y el resto del inmovilizado (catorce años), en cualquier caso atendiendo al uso de la central y con el límite máximo del plazo de la concesión (entre los años 2012 y 2060).

GAS NATURAL FENOSA amortiza sus centrales nucleares en una vida útil de 40 años. Sin embargo, el permiso de explotación de estas instalaciones suele abarcar un período de 30 años desde su entrada en funcionamiento, sin que pueda solicitarse su renovación hasta un momento próximo a la finalización del mismo. No obstante, considerando el óptimo rendimiento de estas instalaciones, así como sus programas de mantenimiento, se considera que la renovación de dichos permisos podrá ser obtenida, al menos, hasta alcanzar el período de 40 años de vida útil.

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

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 (Nota 3.3.5).

c) Operaciones de exploración y producción

GAS NATURAL FENOSA registra las operaciones de exploración de gas y carbón de acuerdo con el método de exploración con éxito, cuyo tratamiento es el siguiente:

- Costes de exploración

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

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

- Inversiones en zonas con reservas

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

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

3.3.5 Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros

Los activos se revisan, para analizar las posibles pérdidas por deterioro, siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el valor neto contable puede no ser recuperable. Adicionalmente se revisa al menos anualmente para los fondos de comercio y los inmovilizados intangibles que, o bien no están en explotación, o tienen vida indefinida.

Cuando el importe recuperable es menor que el valor neto contable del activo, se reconoce en resultados una pérdida por deterioro por la diferencia entre ambos. El importe recuperable se calcula como el mayor entre el valor razonable del activo menos los costes para la venta y su valor de uso por el procedimiento del descuento de los flujos de efectivo futuros. En general, GAS NATURAL FENOSA está considerando como importe recuperable el valor en uso, para cuyo cálculo, se emplea la metodología que se describe a continuación.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que es posible identificar flujos de efectivo independientes. Tanto los activos y fondos de comercio se asignan a estas unidades generadoras de efectivo (UGE).

Las unidades se han definido siguiendo los siguientes criterios:

- Distribución de gas

- Distribución de gas España: se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas.
- Distribución de gas Latinoamérica: se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Argentina, Brasil, Colombia y México), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Distribución de gas resto: corresponde a los activos de distribución de gas en Italia.

- Distribución de electricidad:

- Distribución de electricidad España: se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de electricidad.
- Distribución de electricidad Latinoamérica: se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Colombia, Nicaragua, Panamá), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
- Distribución de electricidad resto: corresponde a los activos de distribución de electricidad en Moldavia.

- Electricidad

- Electricidad España: el parque de generación de electricidad en España se gestiona de una forma conjunta y centralizada, en función de las condiciones del mercado.
- Electricidad Latinoamérica: se considera que existe una UGE en cada país en el que se opera (Costa Rica, México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana), al existir en cada uno de ellos un parque de generación cuya consideración es similar a la de España.
- Electricidad resto: corresponde a Kenia.
- Gas: incluye las UGE de Infraestructuras de gas, de aprovisionamientos y comercialización y de Unión Fenosa Gas.
- Otros: incluye las UGE de yacimiento de carbón en Sudáfrica y de fibra óptica.

Los flujos de efectivo se han basado en el plan estratégico a cuatro años aprobado por GAS NATURAL FENOSA, ampliado hasta cinco años, en función de la regulación y de las expectativas para el desarrollo del mercado de acuerdo con las previsiones sectoriales disponibles y de la experiencia histórica sobre la evolución de los precios y los volúmenes producidos.

Los flujos de efectivo posteriores al período proyectado se extrapolan considerando las tasas de crecimiento estimadas por UGE que, en ningún caso, superan el tipo de crecimiento medio a largo plazo para el negocio y país en el que operan y que son, en todos los casos, inferiores a los crecimientos del período del plan estratégico. Asimismo, para estimar los flujos de efectivo futuros en el cálculo de los valores residuales, se han considerado todas las inversiones de mantenimiento y, en su caso, las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.

Las tasas de crecimiento nominales empleadas son las siguientes:

	Crecimiento 2011 (%)	Crecimiento 2010 (%)
Distribución de gas Latinoamérica	1,0	1,0
Distribución de gas resto	1,0	1,0
Distribución de electricidad España	0,8	0,8
Distribución de electricidad resto	1,8	1,8
Distribución de electricidad Latinoamérica	1,2-3,0	1,2-3,0
Electricidad España	1,8	1,8
Electricidad Latinoamérica	1,9-4,9	1,9-4,9
Electricidad resto	4,5	4,5
Unión Fenosa Gas	2,0	2,0

Las tasas de descuento antes de impuestos empleadas para calcular el valor recuperable de cada UGE o grupo de UGE son las siguientes:

	Tasas 2011 (%)	Tasas 2010 (%)
Distribución de gas Latinoamérica	17-18	11-20
Distribución de gas resto	10,4	9,6
Distribución de electricidad España	9,2	8,4
Distribución de electricidad resto	16,6	13,7
Distribución de electricidad Latinoamérica	10,7-24,1	9,4-23,0
Electricidad España	10,0	8,9
Electricidad Latinoamérica	6,8-16,5	8,6-16,2
Electricidad resto	12,6	7,7-12,1
Unión Fenosa Gas	12,5	11,0

Los parámetros considerados para la composición de las tasas de descuento anteriores han sido:

- Bono libre de riesgo: bono a 10 años.
- Prima de riesgo de mercado: estimación de renta variable española a 10 años.
- Beta desapalancada: según media de cada sector en cada caso.
- *Swap* de tipos de interés moneda local: *swap* a 10 años.
- Proporción patrimonio-deuda: media sectorial.

Al margen de las tasas de descuento, los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas y que se basan en las previsiones sectoriales y la experiencia histórica son las siguientes:

- Distribución de gas y electricidad España.
 - Importe y crecimiento de la retribución aprobada por el regulador.
- Distribución de gas y electricidad Latinoamérica y resto.
 - Evolución de las tarifas.
 - Coste de la energía y de los combustibles.
- Electricidad España.
 - Electricidad producida y vendida al mercado, que está condicionada por la demanda del mercado y la cuota de participación en el mismo.
 - Precio de la electricidad en el mercado ibérico.
 - Coste de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂.
- Electricidad Latinoamérica y resto.
 - La generación de electricidad en Latinoamérica se realiza al amparo de contratos de compraventa de energía que determinan modelos de negocio estables y no están sujetos a riesgos de fluctuación en función de variables de mercado.

Como resultado del proceso anterior, en los ejercicios 2011 y 2010, los valores recuperables de los activos de las UGE, calculados conforme al modelo anterior son, en todos los casos, superiores a los valores netos contables registrados en las presentes Cuentas Anuales Consolidadas, por lo que no se ha contabilizado deterioro de valor alguno. Asimismo, GAS NATURAL FENOSA estima que las variaciones desfavorables que razonablemente puedan sufrir los mencionados aspectos sensibles en los que se ha basado la determinación del importe recuperable de las distintas UGE, no harían variar las conclusiones obtenidas respecto de que el importe recuperable es superior a su valor en libros. En cuanto a la tasa de descuento, dicho análisis de sensibilidad se ha realizado considerando un incremento de 50 puntos básicos de las tasas de descuento empleadas en el caso base.

3.3.6 Activos y pasivos financieros

Inversiones financieras

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

a) Créditos y cuentas a cobrar

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

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

Se efectúan las correcciones de valor necesarias por deterioro de valor 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 valor en libros del activo y el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados al tipo de interés efectivo.

b) Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento

Son valores representativos de deuda con cobros fijos o determinables y vencimiento fijo que GAS NATURAL FENOSA tiene la intención efectiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Los criterios de valoración de estas inversiones son los mismos que para los créditos y cuentas a cobrar.

c) Activos financieros a valor razonable con cambios a resultados

Son activos que se adquieren 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. Estos activos financieros se valoran, tanto en el momento inicial como en valoraciones posteriores, por su valor razonable, imputando los cambios que se produzcan en dicho valor en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del ejercicio.

d) Activos financieros disponibles para la venta

Son los valores representativos de deuda e instrumentos de patrimonio, no derivados, que no se clasifican en ninguna de las categorías anteriores.

Se reconocen 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 Pérdidas y Ganancias consolidada.

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 recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente iguales y el análisis de flujos de efectivo futuros 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.

Las valoraciones a valor razonable realizadas se clasifican utilizando una jerarquía de valor razonable que refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas valoraciones. Esta jerarquía consta de tres niveles:

- Nivel 1: valoraciones basadas en el precio de cotización de instrumentos idénticos en un mercado activo.
- Nivel 2: valoraciones basadas en variables que sean observables para el activo o pasivo.
- Nivel 3: valoraciones basadas en variables que no estén basadas en datos de mercado observables.

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo han vencido o se han transferido, siendo necesario que se hayan transferido de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a su propiedad. No se dan de baja los activos financieros y se reconoce un pasivo por un importe igual a la contraprestación recibida en las cesiones de activos en que se han retenido los riesgos y beneficios inherentes al mismo.

GAS NATURAL FENOSA ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2011 y 2010, que han sido considerados *factoring* sin recurso, al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos.

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El efectivo y otros activos 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 de no más de tres meses.

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 reembolso se reconoce en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada durante el período de amortización de la deuda financiera, utilizando el método del tipo de interés efectivo.

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

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros a corto plazo que se valoran a valor razonable, no devengan explícitamente intereses y se registran por su valor nominal. Se consideran deudas no corrientes las de vencimiento superior a doce meses.

3.3.7 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.

Para cada operación de cobertura GAS NATURAL FENOSA documenta la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, la naturaleza del riesgo a cubrir y la medición de la eficacia del instrumento de cobertura. Adicionalmente, de forma periódica se revisan objetivos de la gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

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

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 o, en el caso de elementos no financieros, en la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos.

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 con cambios a través de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

A efectos de su contabilización, las operaciones se clasifican de la manera siguiente:

1. Derivados que califican para la contabilidad de coberturas

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 Pérdidas y Ganancias consolidada, 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 Pérdidas y Ganancias consolidada.

Los importes acumulados en el patrimonio neto se traspasan a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada en el ejercicio en que la partida cubierta afecta a la ganancia o a la pérdida.

c) Coberturas de inversión neta en el extranjero

Su operativa contable es similar a la cobertura de flujos de efectivo. Las variaciones de valor de la parte efectiva del instrumento de cobertura se recogen en el Balance de Situación consolidado en el epígrafe "Diferencias de conversión". La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el epígrafe "Diferencias de cambio" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada. El importe acumulado de la valoración registrado en "Diferencias de conversión" se traspasa a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada, en la medida en que se enajena la inversión en el extranjero que las ha ocasionado.

2. 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 Pérdidas y Ganancias consolidada.

3. Contratos de compra y venta de energía

En el curso normal de sus negocios GAS NATURAL FENOSA dispone de contratos de compra y venta de energía que en la mayoría de los casos incluyen cláusulas take or pay, en virtud de las cuales el comprador asume la obligación de pagar el valor de la cantidad de energía contratada con independencia de que la reciba o no. Estos contratos se celebran y se mantienen con el propósito de hacer frente a las necesidades de recepción o entrega física de energía previstas por GAS NATURAL FENOSA de acuerdo a las estimaciones periódicas de compra y venta de energía, cuyo seguimiento se efectúa de manera sistemática y que se ajustan en su caso mediante entrega física. En consecuencia, se trata de contratos para "uso propio" y, por lo tanto, se encuentran fuera del alcance de la NIC 39.

3.3.8 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

GAS NATURAL FENOSA clasifica como activos mantenidos para la venta todos los activos y pasivos vinculados para los cuales se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes.

Adicionalmente, GAS NATURAL FENOSA considera actividades interrumpidas los componentes (unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan un línea de negocio o una área geográfica de la explotación, que sea significativa y

que pueda considerarse separada del resto, que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Estos activos se presentan valorados al menor importe entre su valor contable y el valor razonable minorado por los costes necesarios para su enajenación y no están sujetos a amortización, desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el Balance de Situación consolidado de la siguiente forma: los activos en un único epígrafe denominado "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y los pasivos también en un único epígrafe denominado "Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta." Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada "Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas."

3.3.9 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 combustible nuclear se valora en base a los costes realmente incurridos en la adquisición y elaboración posterior del mismo. El consumo del combustible nuclear se imputa a resultados en función de la capacidad energética consumida.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costes variables de venta aplicables. Para el caso de las materias primas se evalúa si el valor neto de realización de los productos terminados a los que se incorpora es superior al coste de producción de los mismos.

3.3.10 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 neto, como menores reservas.

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

3.3.11 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado consolidado del período atribuible a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la sociedad dominante en poder del grupo.

El beneficio por acción diluido se calcula como el cociente entre el resultado consolidado del período atribuible a los accionistas ordinarios ajustado por el efecto atribuible a las acciones ordinarias potenciales con efecto dilutivo y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de la Sociedad. A estos efectos se considera que la conversión tiene lugar al comienzo del período o en el momento de la emisión de las acciones ordinarias potenciales, si éstas se hubiesen puesto en circulación durante el propio período.

3.3.12 Participaciones preferentes

Las emisiones de participaciones preferentes se consideran instrumentos de patrimonio si y sólo si:

- No incluyen la obligación contractual de recompra por parte del emisor, en condiciones de importe y fecha determinados o determinables, o un derecho del tenedor a exigir su rescate y;
- El pago de intereses resulta discrecional para el emisor.

En el caso de emisiones de participaciones preferentes realizadas desde una sociedad filial del grupo, y que cumplen las condiciones anteriores, el importe recibido se clasifica en el Balance de Situación consolidado dentro del epígrafe “Intereses minoritarios”.

3.3.13 Subvenciones e ingresos diferidos

En este epígrafe se incluyen básicamente:

- Las subvenciones oficiales recibidas, correspondientes principalmente a los convenios con comunidades autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas, para las que GAS NATURAL FENOSA ha cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.
- Ingresos recibidos para la construcción de instalaciones de conexión a la red de distribución de gas o electricidad, que se registran por el efectivo recibido, así como cesiones recibidas de dichas instalaciones, que se registran de acuerdo con lo establecido en la CINIIF 18 por su valor razonable, al considerar que tanto el efectivo, como las instalaciones, se reciben en contrapartida a un servicio continuo de acceso a la red durante la vida de las instalaciones.
- Ingresos recibidos por desplazamiento de red a cargo de terceros.

Los importes imputados en el epígrafe “Subvenciones” 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, los ingresos por desplazamientos de red a cargo de terceros se imputan a resultados por el importe del valor neto contable de los activos sustituidos. El importe restante se reconoce en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente.

3.3.14 Provisiones por obligaciones con el personal

a) Obligaciones por pensiones y similares

- Planes de aportación definida

Gas Natural SDG, S.A., junto con otras empresas del grupo, es promotora de un plan de pensiones de promoción conjunta, de sistema de empleo, que es de aportación definida para la jubilación y de prestación definida para las denominadas contingencias de riesgo, las cuales se encuentran aseguradas.

Como consecuencia de la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. y Gas Natural SDG, S.A. y con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de Planes y Fondos de Pensiones, el 29 de septiembre de 2011 se integraron estos planes de pensión de promoción conjunta de sistemas de empleo en el de Gas Natural SDG, S.A.

Adicionalmente, existe un plan de aportación definida para un colectivo de directivos, en el cual GAS NATURAL FENOSA se compromete a realizar unas aportaciones a una póliza de seguros, garantizando a dicho colectivo una rentabilidad del 125% del IPC de las aportaciones realizadas al seguro. Todos los riesgos están transferidos a la compañía de seguros, ya que ésta incluso asegura la garantía indicada anteriormente.

Las aportaciones realizadas han sido registradas en el epígrafe “Gastos de personal” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

- Planes de prestación definida

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 FENOSA 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 “Reservas”.

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada (en el epígrafe “Gastos de personal”), 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. El coste de interés de actualizar las obligaciones de personal y el rendimiento previsto de los activos del plan se registran en el epígrafe “Resultado financiero”.

b) Otras obligaciones posteriores a la jubilación

Algunas compañías de GAS NATURAL FENOSA 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 “Reservas”.

c) Indemnizaciones

Las indemnizaciones por cese se pagan a los empleados como consecuencia de la decisión de rescindir su contrato de trabajo antes de la edad normal de jubilación o cuando el empleado acepta voluntariamente a cambio de esas prestaciones. GAS NATURAL FENOSA 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. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en que GAS NATURAL FENOSA ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los empleados, una vez solicitada por ellos.

3.3.15 Provisiones

Se reconocen las provisiones cuando GAS NATURAL FENOSA 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 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.

GAS NATURAL FENOSA tiene la obligación de dismantelar determinadas instalaciones al finalizar la vida útil, así como de llevar a cabo la restauración medioambiental del emplazamiento donde éstas se ubican. Para tal fin se registra en el inmovilizado material el valor presente del coste que supondrá realizar dichas tareas que, en el caso de las nucleares, abarcan hasta el momento en el que la entidad pública empresarial Enresa se hace cargo del dismantelamiento y gestión de los residuos, con contrapartida en provisiones para riesgos. Esta estimación se revisa anualmente de forma que la provisión refleje el valor presente de los costes futuros aumentando o disminuyendo el valor del activo. La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe "Gastos financieros".

En aquellos contratos en los que las obligaciones asumidas conllevan unos costes inevitables superiores a los beneficios económicos que se espera percibir de ellos, se reconoce el gasto y la provisión correspondiente por el importe del valor presente de la diferencia existente.

En el caso que GAS NATURAL FENOSA no tenga los derechos de emisión de CO₂ suficientes para cumplir sus cuotas de emisión, se registra en provisiones el déficit valorado al coste de adquisición para derechos comprados y el valor razonable para los derechos pendientes de compra.

3.3.16 Arrendamientos

a) Arrendamientos financieros

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 actual de los pagos por el arrendamiento incluida, en su caso, la opción de compra. Cada pago por arrendamiento se desglosa entre la reducción de la deuda y la carga financiera, de forma que se obtenga un tipo de interés constante sobre la deuda pendiente de amortizar. La obligación de pago derivada del arrendamiento, neta de la carga financiera, se reconoce en el pasivo del Balance de Situación consolidado. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

b) Arrendamientos operativos

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 Pérdidas y Ganancias consolidada sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

GAS NATURAL FENOSA mantiene contratos de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica para sus centrales de ciclo combinado en México y Puerto Rico. Una parte de los ingresos se obtiene como cargo fijo de capacidad por el cual se garantiza la disponibilidad de la central. Estos contratos se clasifican como arrendamientos operativos, por lo que los cargos fijos de capacidad se reconocen de forma lineal en cada ejercicio del período del contrato, con independencia del calendario de facturación acordado, al mantener GAS NATURAL FENOSA todos los riesgos y beneficios sobre los activos ya que:

- Al finalizar el plazo del arrendamiento el arrendador (GAS NATURAL FENOSA) sigue manteniendo la propiedad del activo.
- El arrendatario no tiene derecho a exigir una prórroga en el plazo del arrendamiento.
- El arrendatario no dispone de opción de compra alguna.
- El riesgo de la operación recae sobre el arrendador.
- El cargo fijo por capacidad puede llegar a ser cero en los períodos en los que la disponibilidad de la central esté por debajo de la garantizada. Si el incumplimiento fuera prolongado, podría llegar a cancelar el contrato.
- El valor actual de los cargos por capacidad es inferior al coste de construcción de la central.
- El arrendador tiene derecho a vender energía a terceros por la parte de la capacidad instalada que supera la comprometida en contrato.

3.3.17 Impuesto sobre beneficios

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

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

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

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente en la medida en que se considera probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar las diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

3.3.18 Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas

a) General

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.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

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

b) Ingresos de la actividad de gas y liquidaciones por actividades reguladas

En la nota 2 se describen los aspectos fundamentales de las regulaciones del sector gasista que son de aplicación.

El marco regulatorio del sector gasista en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La retribución de la actividad regulada de distribución de gas se calcula y registra como ingreso 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 que la determina cada año y se ajusta con los datos reales.

La retribución de la actividad regulada de transporte de gas se registra como ingreso por el importe asignado en la orden ministerial que la determina cada año.

La Orden Ministerial de 28 de octubre de 2002 por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas de gas 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 los peajes y cánones de los dos años siguientes. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no se ha publicado la liquidación definitiva del ejercicio 2009, pero sí se han tenido en cuenta la desviación provisional de dicho ejercicio al objeto de calcular los peajes y cánones del ejercicio 2011. 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 último recurso como de las ventas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el comercializador de último recurso como el comercializador libre se consideran un agente principal y no un comisionista del suministro realizado.

Los intercambios de gas que no tengan un valor distinto y no conlleven costes que produzcan diferencias de valor no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios y no se incluyen, por tanto, en la cifra de ingresos.

Se reconoce como ingreso la mejor estimación del gas y servicios suministrados que se encuentran pendientes de facturar.

c) Ingresos por las actividades reguladas de distribución de electricidad

En la nota 2 se describen los aspectos fundamentales de las regulaciones del sector eléctrico que son de aplicación.

El marco regulatorio del sector eléctrico en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

La retribución de las actividades reguladas de transporte y distribución eléctrica se registran como ingresos por el importe asignado en la orden ministerial que la determina cada año.

La retribución de la energía generada en las centrales de carbón autóctono sujetas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se registran como ingresos por el precio determinado en el Real Decreto 134/2010.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2007 a 2008, pero no se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

En los ejercicios comprendidos entre 2006 y 2011, los ingresos recaudados por las empresas del sector eléctrico español no han sido suficientes para retribuir las diferentes actividades reguladas y costes del sistema. Las empresas generadoras, entre las que se encuentra Gas Natural SDG, S.A., se han visto obligadas a financiar dicho déficit de ingresos, hasta su financiación definitiva a través del fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico.

Durante el ejercicio 2008 se subastó la totalidad del déficit del ejercicio 2007 habiéndose recibido tanto el principal financiado como los intereses del período. En cuanto al déficit de los ejercicios 2006, 2008, 2009 y 2010, de conformidad con la legislación en vigor (Nota 2), la recuperación de las aportaciones que no se hayan cedido a terceros se realizará mediante la cesión al fondo de titulización, de los derechos de cobro. Dada la previsión, de acuerdo con la legislación en vigor, de que las cesiones se produzcan en un período inferior a un año, el importe a recuperar estimado se ha registrado en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del Balance de Situación consolidado.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de electricidad de último recurso como de las ventas realizadas en el mercado liberalizado, ya que tanto el comercializador de último recurso como el comercializador libre se consideran un agente principal y no un comisionista del suministro realizado. En consecuencia, se registran por el importe total las ventas y las compras de energía. No obstante, las compras y ventas de energía al *pool* realizadas por las empresas de generación y comercialización del grupo realizadas en el mismo tramo horario se eliminan en el proceso de consolidación.

Se reconoce como ingreso la mejor estimación de la electricidad y servicios suministrados que se encuentran pendientes de facturar.

d) Otros ingresos y gastos

En la contabilización de los ingresos derivados de los contratos de prestación de servicios se utiliza el método del porcentaje de realización en el que cuando los ingresos pueden ser estimados de forma fiable, éstos son registrados en función del grado de avance en la ejecución del contrato a la fecha de cierre, calculado como la proporción que representan los costes incurridos a la fecha sobre la estimación de los costes necesarios para la ejecución del contrato.

Si los ingresos del contrato no pueden ser estimados de forma fiable, los costes (y su ingreso correspondiente) se registran en el período en el que se incurren siempre que los primeros sean recuperables. No se registra el margen del contrato hasta el momento en que se tiene certeza del mismo, en base a la planificación de costes e ingresos.

En el caso de que los costes totales superen los ingresos del contrato, dicha pérdida se reconoce inmediatamente en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del ejercicio.

Los ingresos y gastos 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.

3.3.19 Estado de flujos de efectivo

El Estado de flujos de efectivo consolidado ha sido elaborado utilizando el método indirecto, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- a) Actividades de explotación: actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- b) Actividades de inversión: actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- c) Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

3.3.20 Estimaciones e hipótesis contables significativas

La preparación de las Cuentas Anuales Consolidadas requiere la realización de estimaciones e hipótesis. Se relacionan a continuación las normas de valoración que requieren una mayor cantidad de estimaciones:

a) Inmovilizado material (Nota 3.3.4)

La determinación de las vidas útiles del inmovilizado material requiere de estimaciones respecto al nivel de utilización de los activos, así como a la evolución tecnológica esperada. Las hipótesis respecto al nivel de utilización, marco tecnológico y su desarrollo futuro implican un grado significativo de juicio, en la medida en que el momento y la naturaleza de futuros eventos son difíciles de prever.

b) Deterioro de activos no financieros (Nota 3.3.5)

El valor recuperable estimado de las UGE aplicado a las pruebas de deterioro ha sido determinado a partir de los flujos de efectivo descontados basados en los presupuestos de GAS NATURAL FENOSA.

c) Derivados u otros instrumentos financieros (Nota 3.3.7)

El valor razonable de los instrumentos financieros que se comercializan en mercados activos se basa en los precios de mercado a la fecha del Balance de Situación consolidado. El precio de cotización de mercado que se utiliza para los activos financieros es el precio corriente comprador.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no cotizan en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. GAS NATURAL FENOSA utiliza una variedad de métodos y realiza hipótesis que se basan en las condiciones del mercado existentes en cada una de las fechas del balance. Para determinar el valor razonable del resto de instrumentos financieros se utilizan otras técnicas, como flujos de efectivo descontados estimados. El valor razonable de las permutas de tipo de interés se calcula como el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados. El valor razonable de los contratos de tipo de cambio a plazo se determina usando los tipos de cambio a plazo cotizados en el mercado en la fecha del balance. El valor razonable de los derivados de precios de commodities se determina usando las curvas futuras de precios cotizados en el mercado en la fecha de balance.

Se asume que el importe en libros menos la provisión por deterioro de valor de las cuentas a cobrar y a pagar se aproxima a su valor razonable. El valor razonable de los pasivos financieros a efectos de la presentación de información financiera se estima descontando los flujos contractuales futuros de efectivo al tipo de interés corriente del mercado del que puede disponer GAS NATURAL FENOSA para instrumentos financieros similares.

d) Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 3.3.14)

El cálculo del gasto por pensiones, otros gastos de prestaciones posteriores a la jubilación u otros pasivos posteriores a la jubilación, requiere la aplicación de varias hipótesis. GAS NATURAL FENOSA estima al cierre de cada ejercicio la provisión necesaria para hacer frente a los compromisos por pensiones y obligaciones similares, de acuerdo con el asesoramiento de actuarios independientes. Los cambios que afectan a dichas hipótesis pueden dar como resultado diferentes importes de gastos y pasivos contabilizados. Las hipótesis más importantes para la valoración del pasivo por pensiones o prestaciones posteriores a la jubilación son el consumo de energía de los beneficiarios en su período de pasivos, la edad de jubilación, la inflación 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 estas hipótesis tendrán un impacto sobre los gastos y pasivos futuros por pensiones.

e) Provisiones (Nota 3.3.15)

GAS NATURAL FENOSA realiza una estimación de los importes a liquidar en el futuro, incluyendo los correspondientes a obligaciones contractuales, litigios pendientes, costes futuros para el desmantelamiento y cierre de determinadas instalaciones y restauración de terrenos 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.

f) Impuesto sobre beneficios (Nota 3.3.17)

El cálculo del gasto por el impuesto sobre beneficios requiere la interpretación de normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera GAS NATURAL FENOSA. La determinación de desenlaces esperados respecto a controversias y litigios pendientes, requiere la realización de estimaciones y juicios significativos. GAS NATURAL FENOSA evalúa la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos en base a las estimaciones de resultados fiscales futuros y de la capacidad de generar resultados suficientes durante los períodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

g) Reconocimiento de ingresos y liquidaciones por actividades reguladas (Nota 3.3.18)

Los ingresos por el suministro de energía son reconocidos cuando el bien ha sido entregado al cliente en base a las lecturas periódicas del contador e incluyen el devengo estimado por el valor del bien consumido desde la fecha de la lectura del contador hasta el cierre del período. El consumo diario estimado se deriva de los perfiles históricos de cliente ajustados estacionalmente y demás factores que pueden medirse y que afectan al consumo. Históricamente, no se ha realizado ningún ajuste material correspondiente a los importes registrados como ingresos no facturados y no se espera tenerlos en el futuro.

Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, podría afectar a la determinación del importe correspondiente al déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas eléctricas en España.

Nota 4. Información financiera por segmentos

Un segmento de explotación es un componente que desarrolla actividades de negocio por las que puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos, cuyos resultados de explotación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de explotación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento, y en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada.

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de GAS NATURAL FENOSA son:

- Distribución de gas. Engloba el negocio regulado de distribución de gas en España, Latinoamérica y resto (Italia).

El negocio de distribución de gas en España incluye la actividad regulada de distribución de gas, los servicios de acceso de terceros a la red, además de las actividades conexas con la distribución.

La distribución en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Colombia y México) incluye la actividad regulada de distribución de gas y las ventas a clientes a precios regulados.

La distribución de gas en resto (Italia) consiste en la distribución regulada de distribución y comercialización de gas.

- Distribución de electricidad. Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España, Latinoamérica y resto (Moldavia).

El negocio de distribución de electricidad en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad, las actuaciones de servicios de red y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución.

El negocio de distribución de electricidad en Latinoamérica corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad y ventas a clientes a precios regulados en Colombia, Nicaragua y Panamá.

Se incluye el negocio de distribución de electricidad en Guatemala hasta la fecha de su enajenación, el 19 de mayo de 2011 (Nota 9).

El negocio de distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad en España, en Latinoamérica (en Costa Rica, México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana) y resto (Kenia).

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad mediante centrales de ciclo combinado, térmicas, nucleares, hidráulicas, cogeneración y parques de generación eólica, así como otras tecnologías de régimen especial, el suministro de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español.

- Gas. Incluye la actividad derivada de las infraestructuras de gas, la actividad de aprovisionamiento y comercialización y de GAS NATURAL FENOSA.

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración y de producción de gas desde el momento de su extracción hasta el proceso de licuefacción. También recoge 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, incluyendo el transporte marítimo del GNL y el proceso de regasificación. También incluye la operación del gasoducto Magreb-Europa.

El negocio de Aprovisionamiento y Comercialización incluye las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas natural a clientes mayoristas y minoristas del mercado liberalizado español, además del suministro de productos y servicios relacionados con la comercialización minorista. Asimismo, incluyen las ventas de gas natural a clientes fuera de España.

El negocio de Unión Fenosa Gas incluye las actividades de licuefacción en Damietta (Egipto), de transporte marítimo, de regasificación en Sagunto y de aprovisionamiento y comercialización de gas, gestionadas de manera conjunta con otro socio.

- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, las actividades relacionadas con fibra óptica y el resto de las actividades ajenas a la energía.

Los resultados e inversiones por segmentos para los períodos de referencia son los siguientes:

Información financiera por segmentos-Cuenta de Pérdidas y Ganancias

	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Electricidad				Gas					
	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	Unión Fenosa Gas	Total	Otros	Total
2011																		
INCN segmentos	1.240	2.585	238	4.063	922	2.290	206	3.418	5.452	865	126	6.443	289	8.603	1.011	9.903	650	24.477
INCN entre segmentos	(108)	–	–	(108)	(30)	(2)	–	(32)	(1.182)	(9)	–	(1.191)	(192)	(1.220)	(495)	(1.907)	(163)	(3.401)
INCN consolidado	1.132	2.585	238	3.955	892	2.288	206	3.386	4.270	856	126	5.252	97	7.383	516	7.996	487	21.076
Ebitda	896	621	70	1.587	680	306	30	1.016	809	245	14	1.068	184	444	277	905	69	4.645
Otros resultados	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	268	268
Amortización de inmovilizado	(284)	(113)	(23)	(420)	(220)	(71)	(6)	(297)	(560)	(101)	(5)	(666)	(65)	(14)	(157)	(236)	(131)	(1.750)
Dotación a provisiones	–	(14)	(4)	(18)	(1)	(102)	–	(103)	(46)	–	–	(46)	–	(47)	–	(47)	(2)	(216)
Resultado de explotación	612	494	43	1.149	459	133	24	616	203	144	9	356	119	383	120	622	204	2.947
Resultado financiero neto	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(932)
Resultado método participación	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7	7	–	7
Resultado antes de impuestos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2.022
Impuesto sobre beneficios	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(496)
Resultado del ejercicio	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.526

	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Electricidad				Gas					
	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	Unión Fenosa Gas	Total	Otros	Total
2010																		
INCN segmentos	1.299	2.645	210	4.154	884	2.200	188	3.272	5.420	954	96	6.470	264	7.678	849	8.791	584	23.271
INCN entre segmentos	(127)	–	–	(127)	(55)	(2)	–	(57)	(1.144)	(8)	–	(1.152)	(179)	(1.525)	(365)	(2.069)	(236)	(3.641)
INCN consolidado	1.172	2.645	210	4.027	829	2.198	188	3.215	4.276	946	96	5.318	85	6.153	484	6.722	348	19.360
Ebitda	915	635	70	1.620	645	390	27	1.062	974	263	15	1.252	191	57	224	472	71	4.477
Otros resultados	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	370	370
Amortización de inmovilizado	(289)	(112)	(22)	(423)	(213)	(89)	(5)	(307)	(537)	(105)	(6)	(648)	(50)	(14)	(146)	(210)	(128)	(1.716)
Dotación a provisiones	–	(7)	(6)	(13)	(12)	(124)	(1)	(137)	(50)	(4)	–	(54)	–	(31)	–	(31)	(3)	(238)
Resultado de explotación	626	516	42	1.184	420	177	21	618	387	154	9	550	141	12	78	231	310	2.893
Resultado financiero neto	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(1.015)
Resultado método participación	–	–	–	–	–	–	–	–	(1)	–	–	(1)	–	–	3	3	3	5
Resultado antes de impuestos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.883
Impuesto sobre beneficios	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(468)
Resultado del ejercicio	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.415

INCN corresponde al importe neto de la cifra de negocios.

El Ebitda se calcula como el “Resultado de explotación” sin tener en cuenta el epígrafe “Otros resultados” más el epígrafe “Amortización de inmovilizado” y la dotación de provisiones operativas.

El Ebitda del ejercicio 2010 de “Aprovisionamiento y comercialización” se vio minorado por importe de 305 millones de euros por el efecto neto de diversas partidas no recurrentes entre las que destacaban, entre otras, las provisiones, adicionales a las ya realizadas hasta la fecha, por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach (Nota 15).

Información financiera por segmentos-Activos, Pasivos e Inversiones

	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Electricidad				Gas					
	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	Unión Fenosa Gas	Total	Otros	Total
2011																		
Activos ⁽¹⁾	4.208	2.633	673	7.514	5.160	2.087	163	7.410	11.562	1.758	118	13.438	1.055	2.469	2.301	5.825	1.953	36.140
Inversiones método de la participación	–	–	–	–	–	–	–	–	23	–	–	23	–	1	61	62	14	99
Pasivos ⁽²⁾	(786)	(488)	(104)	(1.378)	(696)	(893)	(33)	(1.622)	(1.326)	(192)	(26)	(1.544)	(65)	(2.560)	(159)	(2.784)	(1.085)	(8.413)
Inversión Inmovilizado Intangible ⁽³⁾	9	16	28	53	11	2	1	14	27	5	–	32	5	–	–	5	72	176
Inversión Inmovilizado Material ⁽⁴⁾	251	133	8	392	329	131	16	476	184	42	0	226	27	20	10	57	79	1.230
Combinaciones de negocio ⁽⁵⁾	–	–	10	10	–	–	–	–	77	–	–	77	–	–	–	–	–	87

	Distribución de gas				Distribución de Electricidad				Electricidad				Gas					
	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	España	Latino-América	Resto	Total	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	Unión Fenosa Gas	Total	Otros	Total
2010																		
Activos ⁽¹⁾	4.192	2.625	640	7.457	4.959	2.294	128	7.381	11.308	1.738	115	13.161	1.025	2.472	2.293	5.790	1.913	35.702
Inversiones método de la participación	5	–	–	5	–	–	–	–	29	–	–	29	–	1	60	61	10	105
Pasivos ⁽²⁾	(765)	(532)	(72)	(1.369)	(560)	(815)	(21)	(1.396)	(929)	(201)	(20)	(1.150)	(66)	(2.696)	(115)	(2.877)	(1.571)	(8.363)
Inversión Inmovilizado Intangible ⁽³⁾	5	15	28	48	4	–	–	4	21	–	–	21	8	–	2	10	66	149
Inversión Inmovilizado Material ⁽⁴⁾	216	93	10	319	309	137	16	462	340	149	2	491	14	19	24	57	65	1.394
Combinaciones de negocio ⁽⁵⁾	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

- (1) Los activos por segmentos consisten en activos de explotación (incluyendo inmovilizado material, inmovilizado intangible, salvo el fondo de comercio que se detalla en la nota 5, 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 10.362 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (9.641 millones de euros a 31 de diciembre 2010).
- (2) 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 23.648 millones de euros a diciembre de 2011 (24.006 millones de euros a diciembre de 2010).
- (3) Se incluye la inversión en inmovilizado intangible (Nota 5) detallada por segmentos de operación.
- (4) Se incluye la inversión en inmovilizado material (Nota 6) detallada por segmentos de operación. En la inversión en inmovilizado material de Distribución de gas en España se incluye la compra de determinados activos de distribución y transporte secundario de gas en las Comunidades Autónomas de Andalucía y Castilla-La Mancha, realizada en el mes de febrero de 2011 a la Sociedad Corporación Llorente Muñoz, S.L. por un importe de 27 millones de euros.
- (5) Se incluye las combinaciones de negocio (Nota 30) detalladas por segmentos de operación.

b) Información por áreas geográficas

El domicilio de GAS NATURAL FENOSA, donde reside la operativa principal, está ubicado en España. Las áreas de operaciones abarcan principalmente el resto de Europa (Italia, Francia y Moldavia), Latinoamérica, y otros.

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

	2011	2010
España	12.224	11.772
Resto de Europa	1.203	1.192
Latinoamérica	6.370	5.954
Otros	1.279	712
Total	21.076	19.630

Los activos de GAS NATURAL FENOSA, 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 31.12.11	A 31.12.10
España	27.813	27.556
Resto de Europa	810	693
Latinoamérica	6.582	6.508
Otros	1.034	1.050
Total	36.239	35.807

Las inversiones en inmovilizados materiales e intangibles de GAS NATURAL FENOSA asignadas según la ubicación de los activos son:

	A 31.12.11	A 31.12.10
España	975	1.047
Resto de Europa	54	57
Latinoamérica	345	400
Otros	32	39
Total	1.406	1.543

Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2011 y 2010 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

	Concesiones y similares	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado intangible	Subtotal	Fondo de comercio	Total
Coste bruto	3.614	561	2.620	6.795	6.056	12.851
Fondo de amortización	(1.023)	(371)	(71)	(1.465)	–	(1.465)
Valor neto contable a 01.01.10	2.591	190	2.549	5.330	6.056	11.386
Inversión	42	76	31	149	–	149
Desinversión	(1)	–	(56)	(57)	–	(57)
Dotación a la amortización	(112)	(70)	(139)	(321)	–	(321)
Diferencias de conversión	154	3	2	159	20	179
Combinaciones de negocio y otros (Nota 30)	–	–	–	–	–	–
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	57	4	(100)	(39)	(74)	(113)
Valor neto contable a 31.12.10	2.731	203	2.287	5.221	6.002	11.223
Coste bruto	3.902	588	2.521	7.011	6.002	13.013
Fondo de amortización	(1.171)	(385)	(234)	(1.790)	–	(1.790)
Valor neto contable a 01.01.11	2.731	203	2.287	5.221	6.002	11.223
Inversión	42	87	47	176	–	176
Desinversión	(1)	–	(8)	(9)	–	(9)
Dotación a la amortización	(111)	(76)	(166)	(353)	–	(353)
Diferencias de conversión	(90)	(1)	(2)	(93)	13	(80)
Combinaciones de negocio y otros (Nota 30)	43	–	238	281	4	285
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(19)	(1)	1	(19)	(143)	(162)
Valor neto contable a 31.12.11	2.595	212	2.397	5.204	5.876	11.080
Coste bruto	3.865	590	2.814	7.269	5.876	13.145
Fondo de amortización	(1.270)	(378)	(417)	(2.065)	–	(2.065)
Valor neto contable a 31.12.11	2.595	212	2.397	5.204	5.876	11.080

(1) Incluye principalmente traspasos de proyectos de desarrollo de generación eólica al epígrafe “Inmovilizado material en curso” por 64 millones de euros así como traspasos al epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” por importe de 71 millones de euros (Nota 9).

(2) Incluye traspasos al epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” de concesiones de distribución eléctrica por 88 millones de euros y del fondo de comercio por 69 millones de euros de las sociedades en Guatemala (Nota 9), así como del fondo de comercio por 68 millones de euros de Eufer (Nota 9), que se han dado de baja durante el ejercicio 2011.

En la nota 4 se incluye el detalle de las inversiones en inmovilizado intangible por segmentos.

En el epígrafe “Concesiones y similares” se incluye el valor de las concesiones que se consideran activos intangibles de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (Nota 32) por un importe de 1.535 millones de euros (1.592 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

También se incluye la concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 32), por un importe de 315 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (327 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

También se incluyen las concesiones de distribución eléctrica adquiridas como consecuencia de la combinación de negocios de Unión Fenosa por un importe de 708 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (802 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), de los que 684 millones de euros corresponden a concesiones de distribución eléctrica en España que tienen una vida útil indefinida y el resto corresponden a concesiones de distribución eléctrica en otros países (Nota 32).

El epígrafe “Otro inmovilizado intangible” incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación eólica que ascienden a 303 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, incluyendo los importes correspondientes a la adquisición de diversas sociedades de generación eólica mencionada en la nota 30 (34 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).
- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusiva en Puerto Rico que ascienden a 49 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (58 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).
- Los derechos de emisión de CO₂ adquiridos por 67 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (44 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).
- Otro inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de Unión Fenosa por un importe de 1.947 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (2.073 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales.

Se presenta a continuación un resumen de la asignación del fondo de comercio por UGE o Grupos de UGE:

31 de diciembre de 2011						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	Unión Fenosa Gas	Otros	Total
España	–	1.133	2.878	891	–	4.902
Latinoamérica	75	136	552	–	–	763
Resto	143	16	17	–	35	211
	218	1.285	3.447	891	35	5.876

31 de diciembre de 2010						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	Unión Fenosa Gas	Otros	Total
España	–	1.133	2.948	891	–	4.972
Latinoamérica	81	206	534	–	–	821
Resto	143	14	16	–	36	209
	224	1.353	3.498	891	36	6.002

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2011 y 2010. Del análisis del deterioro del fondo de comercio realizado no se dedujo que fuera probable que surgiese ningún deterioro en un período futuro (Nota 3.3.5).

El inmovilizado intangible incluye, a 31 de diciembre de 2011, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 176 millones de euros.

Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2011 y 2010 en las diferentes Cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Terrenos y construcciones	Instalaciones técnicas de gas	Instalaciones técnicas de generación eléctrica	Instalaciones técnicas de transporte y distribución eléctrica	Buques transporte de gas	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
Coste bruto	579	7.740	10.142	5.314	661	1.086	2.003	27.525
Fondo de amortización	(66)	(3.330)	(395)	(19)	(86)	(259)	–	(4.155)
Valor neto contable a 01.01.10	513	4.410	9.747	5.295	575	827	2.003	23.370
Inversión	27	248	78	182	–	45	814	1.394
Desinversión	(4)	(5)	(14)	(9)	–	–	(36)	(68)
Dotación a la amortización	(18)	(355)	(670)	(253)	(24)	(75)	–	(1.395)
Diferencias de conversión	16	107	115	148	–	25	50	461
Combinaciones de negocio (Nota 30)	–	–	–	–	–	–	–	–
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	26	19	999	301	–	(7)	(1.894)	(556)
Valor neto contable a 31.12.10	560	4.424	10.255	5.664	551	815	937	23.206
Coste bruto	671	8.229	11.412	6.101	662	1.171	937	29.183
Fondo de amortización	(111)	(3.805)	(1.157)	(437)	(111)	(356)	–	(5.977)
Valor neto contable a 01.01.11	560	4.424	10.255	5.664	551	815	937	23.206
Inversión	38	308	43	289	–	58	494	1.230
Desinversión	(3)	–	–	–	–	(3)	(8)	(14)
Dotación a la amortización	(23)	(355)	(607)	(283)	(25)	(104)	–	(1.397)
Diferencias de conversión	(1)	(29)	42	24	–	4	(2)	38
Combinaciones de negocio (Nota 30)	2	–	592	–	–	1	143	738
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(5)	(47)	(412)	(129)	–	65	(529)	(1.057)
Valor neto contable a 31.12.11	568	4.301	9.913	5.565	526	836	1.035	22.744
Coste bruto	688	8.198	11.721	6.259	662	1.315	1.035	29.878
Fondo de amortización	(120)	(3.897)	(1.808)	(694)	(136)	(479)	–	(7.134)
Valor neto contable a 31.12.11	568	4.301	9.913	5.565	526	836	1.035	22.744

(1) Se incluyen traspasos al epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” por importe de 615 millones de euros (Nota 9), de los que 28 millones de euros corresponden a activos vendidos en el ejercicio 2010 (Nota 9).

(2) Se incluyen traspasos al epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” por importe de 1.081 millones de euros, que se han dado de baja en el ejercicio 2011 (Nota 9).

En la nota 4 se incluye el detalle de las inversiones en inmovilizado material por segmentos.

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2011 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 17 millones de euros (47 millones de euros en 2010). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2011 representan el 1,8% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (4,5% para el ejercicio 2010). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2011 y 2010 ha ascendido a 4,9% y 2,7% respectivamente.

En el epígrafe “Instalaciones técnicas de generación eléctrica” se incluyen las islas de potencia de las centrales de ciclo combinado de Palos de la Frontera y Sagunto adquiridas en régimen de arrendamiento financiero (Nota 16).

En el epígrafe “Buques transporte de gas” se incluye el valor actual, en el momento de la adquisición, de los pagos comprometidos para el fletamento de 6 buques metaneros (de los cuales dos buques han sido contratados conjuntamente con el Grupo Repsol YPF y 2 buques han sido contratados por el negocio conjunto Unión Fenosa Gas) en régimen de arrendamiento financiero (Nota 18).

En el epígrafe “Otro inmovilizado” se recoge a 31 de diciembre de 2011 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 417 millones de euros (411 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), entre las que se incluyen básicamente las inversiones en el yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica adquiridas en la combinación de negocios de Unión Fenosa y costes de exploración por 64 millones de euros (73 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2011 incluye básicamente inversiones realizadas en:

- Los parques de generación eólica en construcción, por un importe total de 214 millones de euros.
- Inversiones recurrentes para el desarrollo de la red de distribución de gas por 130 millones de euros y de electricidad por 219 millones de euros.

En el ejercicio 2010 se inició la operación de las centrales de ciclo combinado de Málaga, Puerto de Barcelona y Norte Durango (México).

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2011, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 1.081 millones de euros.

Es política de GAS NATURAL FENOSA 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.

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2011 compromisos de inversión por 244 millones de euros, básicamente por la construcción de parques eólicos y por los proyectos de infraestructuras de gas.

A 31 de diciembre de 2011 GAS NATURAL FENOSA no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

Nota 7. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

El movimiento en los ejercicios 2011 y 2010 de las inversiones contabilizadas por el método de la participación es el siguiente:

	2011	2010
A 1 de enero	105	141
Inversión	–	1
Participaciones en el resultado del período	7	5
Dividendos recibidos	(7)	(5)
Desinversiones y traspasos	(6)	(37)
A 31 de diciembre	99	105

Ejercicio 2011

Como consecuencia de la permuta de los activos de renovables de Eufer debido al acuerdo de finalización de la colaboración con el otro socio que se mantenía a través de esta sociedad, se ha producido la baja de la participación en varias sociedades que se contabilizaban por el método de la participación por un importe de 4 millones de euros (Nota 9).

Con fecha 22 de diciembre de 2011 se materializó la liquidación de la sociedad Ensafeca Holding Empresarial S.L. en la que GAS NATURAL FENOSA ostentaba una participación del 18,5%, habiendo generado una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros (Nota 28).

Ejercicio 2010

Con fecha 17 de diciembre de 2010 se materializó la venta del 35% de Gas Aragón, S.A. por importe de 75 millones de euros, habiendo generado una plusvalía antes de impuestos de 40 millones de euros (Nota 28).

En el Anexo I se relacionan todas las empresas asociadas participadas por GAS NATURAL FENOSA.

El porcentaje en los resultados de las principales sociedades asociadas, ninguna de las cuales cotiza en bolsa, y sus activos (incluyendo un fondo de comercio de 17 millones de euros) y pasivos agregados son los siguientes:

	País	Activo	Pasivo	Ingreso	Resultado	Participación (%)
2011						
Bluemobility Systems, S.L.	España	1	–	–	–	20,0
Enervent, S.A.	España	4	2	1	–	26,0
Kromschroeder, S.A.	España	8	3	6	–	42,5
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	2	–	1	–	20,0
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	España	1	–	1	–	18,0
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	113	95	45	(1)	49,0
Subgrupo Unión Fenosa Gas ^(1/2)	España/Omán	119	57	30	7	3,7-10,5
Torre Marenosturm, S.L.	España	32	24	3	1	45,0
2010						
Bluemobility Systems, S.L.	España	1	–	–	–	20,0
Enervent, S.A.	España	5	2	1	–	26,0
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. ⁽¹⁾	España	2	–	–	–	18,5
Gas Aragón, S.A. ⁽³⁾	España	–	–	9	3	–
Kromschroeder, S.A.	España	7	2	6	–	42,5
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	2	–	1	–	20,0
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	España	2	1	1	–	18,0
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	116	97	41	(2)	49,0
Subgrupo Eufer ⁽¹⁾	España	9	4	–	1	9,0-22,5
Subgrupo Unión Fenosa Gas ^(1/2)	España/Omán	117	58	27	3	3,7-10,5
Torre Marenosturm, S.L.	España	33	25	3	–	45,0

(1) Consolidada por el método de la participación a pesar de que el porcentaje de participación se sitúa por debajo del 20%, ya que Gas Natural Fenosa tiene una representación significativa en su gestión.

(2) Incluye las participaciones en las Sociedades asociadas Qalhat LNG S.A.O.C., Regasificadora del Noroeste, S.A. y 3G Holdings Limited, gestionadas a través del subgrupo Unión Fenosa Gas.

(3) Incluye los resultados de Gas Aragón, S.A. hasta la fecha de su venta, el 17 de diciembre de 2010.

Nota 8. Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo los incluidos en los epígrafes “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” (Nota 11) y “efectivos y otros activos líquidos equivalentes” (Nota 12), a 31 de diciembre de 2011 y 2010, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 31 diciembre 2011	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Total
Instrumentos de patrimonio	75	–	–	75
Otros activos financieros	–	948	1	949
Activos financieros no corrientes	75	948	1	1.024
Otros activos financieros	–	1.388	–	1.388
Activos financieros corrientes	–	1.388	–	1.388
Total	75	2.336	1	2.412

A 31 diciembre 2010	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Total
Instrumentos de patrimonio	90	–	–	90
Otros activos financieros	–	603	1	604
Activos financieros no corrientes	90	603	1	694
Otros activos financieros	–	1.901	–	1.901
Activos financieros corrientes	–	1.901	–	1.901
Total	90	2.504	1	2.595

Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2011 y 2010 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

	2011				2010			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
A 1 de enero	–	–	90	90	141	–	78	219
Aumentos	–	–	3	3	–	–	4	4
Desinversiones	–	–	(11)	(11)	(127)	–	–	(127)
Combinaciones de negocios	–	–	–	–	–	–	–	–
Ajuste a valor razonable	–	–	–	–	(14)	–	–	(14)
Diferencias de conversión	–	–	(6)	(6)	–	–	11	11
Trasposos y otros	–	–	(1)	(1)	–	–	(3)	(3)
A 31 de diciembre	–	–	75	75	–	–	90	90

Ejercicio 2011

Durante el ejercicio 2011 las variaciones del epígrafe “Activos financieros disponibles para la venta” se han producido básicamente como consecuencia de la venta de la participación en la sociedad colombiana Proyecto TDO, S.A.S. por importe de 9 millones de euros, sin impacto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

Ejercicio 2010

Durante el ejercicio 2010 la principal variación del epígrafe “Activos financieros disponibles para la venta” se produjo como consecuencia de la venta en abril 2010 de la participación del 5% en Indra Sistemas, S.A. por un importe total de 127 millones de euros, que generó un beneficio antes de impuestos de 4 millones de euros, reduciendo las reservas de Ajustes por cambios de valor (Nota 28).

Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se muestra a continuación:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Créditos comerciales	118	182
Fianzas y depósitos	156	156
Deudores ingresos capacidad	19	17
Otros créditos	655	248
Préstamos y partidas a cobrar no corrientes	948	603
Créditos comerciales	73	56
Déficit de tarifa	1.231	1.747
Dividendo a cobrar	1	2
Otros créditos	83	96
Préstamos y partidas a cobrar no corrientes	1.388	1.901
Total	2.336	2.504

El desglose por vencimientos a diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.11	A 31.12.10
Antes de 1 año	1.388	1.901
Entre 1 año y 5 años	444	313
Más de 5 años	504	290
Total	2.336	2.504

El valor razonable y el valor contable de estos activos no difieren de forma significativa.

En el epígrafe “Créditos comerciales” se incluyen, principalmente, créditos por la venta de instalaciones de gas y electricidad. Los tipos de interés correspondientes (entre 7,75% y 9% para créditos entre 1 a 5 años) se ajustan a los tipos de interés del mercado para préstamos de dicha clase y duración.

En el epígrafe “Fianzas y depósitos” se incluye fundamentalmente los importes recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro de energía y que, de acuerdo con la legislación que así lo establece, han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes.

En el epígrafe “Deudores ingresos capacidad” se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el período de vigencia del contrato de compromiso de capacidad de generación en Puerto Rico.

En el epígrafe “Otros créditos no corrientes”, se incluye la financiación de 258 millones de euros a una compañía del Grupo ContourGlobal por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28 de julio de 2011 (Nota 9). Este crédito está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

Se incluye también en el epígrafe “Otros créditos” el valor de las concesiones que se consideran activos financieros de acuerdo con la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (Nota 32) por importe de 114 millones de euros (113 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

En el epígrafe “Otros créditos no corrientes” se incluye también el importe a cobrar que resulta del coste sobrevenido del laudo arbitral dictado en agosto de 2010 (Nota 15), cuantificado en 157 millones de euros y a recuperar en un periodo de 5 años, de acuerdo con los términos del artículo 15 del Real Decreto ley 6/2000, de 23 de junio, que establece la obligación para el titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb de destinarlo preferentemente al suministro a tarifa. La estimación de este importe se ha efectuado en base a la cuantificación realizada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el Proyecto de Real Decreto que remitió en el mes de noviembre a la CNE y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos en el que se revisa, como consecuencia del mencionado laudo, la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia al que hace referencia el mencionado Real Decreto 6/2000 y en el que se propone un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del laudo a ser liquidado por el sistema gasista a la sociedad Sagane, S.A. (Nota 2.1.2).

Se incluye en el epígrafe “Otros créditos no corrientes” y “Otros créditos corrientes” el valor actual de los importes diferidos pendientes de cobro de la venta de las participaciones mencionada en la nota 18 a Chemo España, S.L. por importe de 14 millones de dólares estadounidenses, con vencimientos entre 2012 y 2013.

La financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad se incluye en el epígrafe “Otros activos financieros corrientes”, de acuerdo a que, en base a la legislación vigente, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros y se prevé su recuperación en un plazo inferior a doce meses. A 31 de diciembre 2011 GAS NATURAL FENOSA mantiene un derecho de cobro por dicho déficit por importe de 1.231 millones de euros correspondientes al ejercicio 2006 (192 millones de euros), al ejercicio 2008 (194 millones de euros), al ejercicio 2010 (317 millones de euros) y al ejercicio 2011 (528 millones de euros). Estos activos devengan intereses de acuerdo a lo mencionado en la nota 2.

Durante el ejercicio 2011, adicionalmente a los cobros recibidos de las liquidaciones, se han realizado once emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, habiendo cobrado GAS NATURAL FENOSA como resultado de estas emisiones un importe de 1.102 millones de euros. Los derechos de cobro por el déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad se han cedido de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Nota 9. Activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados es el siguiente:

	31 de diciembre de 2011			31 de diciembre de 2010		
	Aprov. y comerc. España ⁽¹⁾	Electricidad España ⁽²⁾	Total	Aprov. y comerc. España ⁽¹⁾	Electricidad España ⁽²⁾	Total
Inmovilizado intangible	–	–	–	–	71	71
Inmovilizado material	–	–	–	–	587	587
Activos financieros no corrientes	–	–	–	–	7	7
Activo por impuesto diferido	–	–	–	–	2	2
Activo no corriente	–	–	–	–	667	667
Existencias	–	–	–	–	1	1
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	23	–	23	–	22	22
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	–	–	–	–	17	17
Activo corriente	23	–	23	–	40	40
Total activo	23	–	23	–	707	707
Pasivos financieros no corrientes	–	–	–	–	12	12
Pasivo por impuesto diferido	–	–	–	–	34	34
Otros pasivos no corrientes	–	–	–	–	3	3
Pasivo no corriente	–	–	–	–	49	49
Pasivos financieros corrientes	–	–	–	–	262	262
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	–	–	–	–	36	36
Otros pasivos corrientes	–	–	–	–	3	3
Pasivo corriente	–	–	–	–	301	301
Total pasivo	–	–	–	–	350	350

(1) Incluye clientes de gas adicionales y otros contratos asociados en la zona de Madrid.

(2) Incluye grupo ciclo combinado de Plana del Vent y activos eólicos a ceder a Enel Green Power.

La aportación al resultado global total consolidado de los mencionados activos no es significativa.

Se describen a continuación las principales variaciones en los activos y pasivos mantenidos para la venta:

Activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta en el ejercicio 2011

En fecha 7 de febrero de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó con una compañía del Grupo Madrileña Red de Gas la venta de aproximadamente 300.000 puntos de suministro adicionales de distribución de gas en la zona de Madrid por importe de 450 millones de euros. Esta operación se enmarca en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por GAS NATURAL FENOSA con la Comisión Nacional de la Competencia (en adelante, CNC) para la compra de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de junio de 2011 generando una plusvalía antes de impuestos de 280 millones de euros (Nota 27).

En fecha 14 de abril de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW, a una compañía del Grupo ContourGlobal. Esta operación se enmarca en los compromisos adquiridos con la CNC relativos a la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 28 de julio de 2011, transmitiendo la propiedad de la central por un importe de 313 millones de euros sin que se hayan generado impactos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada. El acuerdo incluyó una operación de financiación al comprador por un importe de 258 millones de euros que devenga un interés anual de mercado (Nota 8) y la firma con Gas Natural Comercializadora SDG, S.A. (sociedad dependiente de GAS NATURAL FENOSA) de los contratos de suministro de gas y de compraventa de energía eléctrica de una parte inferior al 50% de la producción prevista y con una duración máxima de diez años para la central (Nota 35).

En fecha 19 de mayo de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó con compañías pertenecientes al fondo de inversión Actis la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas en Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y en otras sociedades con actividades energéticas en el país, por un importe total de 239 millones de euros, generando una minusvalía antes de impuestos de 9 millones de euros (Nota 27).

En fecha 30 de junio de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas adicionales y otros contratos asociados en la zona de Madrid al Grupo Endesa por 38 millones de euros. Esta operación completa el cumplimiento de los nuevos compromisos adquiridos por GAS NATURAL FENOSA con la CNC para la compra de Unión Fenosa y se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideran como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta en el ejercicio 2010

En fecha 19 de diciembre de 2009, GAS NATURAL FENOSA acordó con Morgan Stanley Infraestructura y Galp Energia SGPS y determinadas entidades de sus grupos la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la comunidad autónoma de Madrid correspondiente aproximadamente a 500.000 puntos de suministro, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la CNC en relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se completó el 30 de abril de 2010 por un importe de 800 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 380 millones de euros (Nota 27).

En fecha 24 de diciembre de 2009, GAS NATURAL FENOSA acordó con Mitsui Group y Tokyo Gas Company la desinversión de las sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México Anahuac (Río Bravo II), Lomas del Real (Río Bravo III), Vallehermoso (Río Bravo IV), Electricidad Aguila Altamira y Saltillo, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Tras obtener la aprobación por parte de las autoridades mexicanas, la venta se completó el 3 de junio de 2010. Mediante este acuerdo Mitsui Group y Tokyo Gas Company alcanzó una participación del 76% a través de una ampliación de capital que diluyó la participación de GAS NATURAL FENOSA

y posteriormente, se ejerció una opción de compra del 24% del capital restante. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 1.012 millones de euros, generando una minusvalía antes de impuestos de 4 millones de euros (Nota 27).

En fecha 12 de julio de 2010, GAS NATURAL FENOSA acordó con el Grupo Alpiq la venta de un grupo de 400 MW de la central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 200 millones de euros. Además Alpiq dispone de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400 MW durante un período de dos años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 195 millones de euros, importe que se corresponde al valor de mercado de dicho derecho. Esta operación se enmarcó en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por GAS NATURAL FENOSA con la CNC para la compra de Unión Fenosa. Desde el 30 de junio de 2010 los activos del grupo para los que se acordó su venta se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 1 de abril del 2011 sin que se haya generado impactos en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada.

En fecha 23 de julio de 2010, GAS NATURAL FENOSA y Red Eléctrica de España, S.A.U llegaron a un acuerdo para la venta de activos de transporte de electricidad, en cumplimiento con lo establecido en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 17/2007 de 4 de julio, que modifica la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, por el que se obliga a las sociedades distribuidoras a vender sus redes e instalaciones de transporte de electricidad. Desde esta fecha estos activos se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de noviembre de 2010 por un importe total de 47 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 5 millones de euros (Nota 27).

En fecha 2 de agosto de 2010, GAS NATURAL FENOSA y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (Eufer), sociedad en la que cada grupo era accionista con un 50%, mediante la reducción de su capital a la mitad y devolución de aportaciones por aproximadamente la mitad de los activos y pasivos a GAS NATURAL FENOSA. Esta operación se encontraba sujeta a la obtención de las autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas. Desde esta fecha la parte de los activos y pasivos que figuraban en el Balance de Situación consolidado de GAS NATURAL FENOSA que debían ser cedidos a Enel Green Power se consideraron como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la operación se ha realizado el 27 de mayo de 2011. Contablemente se ha considerado como una permuta entre los activos y pasivos que se dan de baja por su valor contable en el Balance de Situación consolidado de GAS NATURAL FENOSA y el negocio adquirido que se da de alta por su valor razonable determinado en base a valoraciones realizadas por terceros independientes (Nota 30), registrándose una minusvalía antes de impuestos de 4 millones de euros (Nota 27).

Nota 10. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Gas natural y gas natural licuado	513	414
Carbón y fuelóleo	260	234
Combustible nuclear	52	52
Materiales y otras existencias	54	55
Total	879	755

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

Nota 11. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Cientes	5.150	4.267
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 33)	7	62
Provisión por depreciación de deudores	(580)	(383)
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	4.577	3.946
Administraciones públicas	167	208
Pagos anticipados	57	46
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	46	93
Deudores varios	227	187
Otros deudores	497	534
Activo por impuesto corriente	118	112
Total	5.192	4.592

Con carácter general, las facturaciones pendientes de cobro no devengan intereses, estando establecido su vencimiento en un período medio de 25 días.

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

	2011	2010
A 1 de enero	(383)	(208)
Dotación neta del ejercicio	(216)	(238)
Bajas	42	98
Diferencias de conversión y otros	(23)	(35)
A 31 de diciembre	(580)	(383)

Nota 12. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Tesorería	986	824
Otros activos líquidos equivalentes (España y resto de Europa)	1.907	296
Otros activos líquidos equivalentes (internacional)	205	83
Total	3.098	1.203

Las inversiones en otros activos líquidos equivalentes al efectivo vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 3% a 31 de diciembre de 2011 (1,6% a 31 de diciembre de 2010).

Nota 13. Patrimonio

Los principales componentes del Patrimonio se detallan en los siguientes apartados:

Capital social y prima de emisión

Las variaciones durante los ejercicios 2011 y 2010 del número de acciones y las cuentas de capital social y prima de emisión han sido las siguientes:

	Número de acciones (en miles)	Capital social	Prima de emisión	Total
A 1 de enero de 2010	921.757	922	3.331	4.253
Variaciones	–	–	–	–
A 31 de diciembre de 2010	921.757	922	3.331	4.253
Variaciones				
Ampliación de capital en efectivo	38.184	38	477	515
Ampliación de capital liberada	31.731	32	–	32
A 31 de diciembre de 2011	991.672	992	3.808	4.800

A 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2010 el número autorizado total de acciones ordinarias es de 991.672.139 y 921.756.951 acciones respectivamente, 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.

La propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2010, aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011, incluía el pago de un dividendo de 324 millones de euros (importe equivalente a la cantidad distribuida a cuenta del dividendo del ejercicio 2010), así como un aumento de capital liberado, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias, contemplando mecanismos para garantizar que aquellos accionistas que así lo prefirieran pudieran percibir el importe en efectivo. El 14 de junio de 2011 finalizó el período de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al mencionado aumento de capital liberado, resultando que los titulares del 3,6% de los derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por GAS NATURAL FENOSA, lo que supuso una adquisición de 33.272.473 derechos por un importe bruto total de 15 millones de euros. Los titulares del 96,4% restante optaron por recibir nuevas acciones, por lo que el número de acciones ordinarias de un euro de valor nominal, sin prima de emisión, que se emitieron ascendió a 31.731.588 acciones. La ampliación de capital fue desembolsada en su totalidad e inscrita en el Registro Mercantil en fecha 23 de junio de 2011 y las acciones representativas de la misma están admitidas a negociación en Bolsa desde el 29 de junio de 2011.

Como continuación a los acuerdos suscritos entre la compañía argelina La Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a (Sonatrach) y GAS NATURAL FENOSA (Nota 15), el 17 de junio de 2011 el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó una ampliación de capital con exclusión del derecho de suscripción preferente mediante la emisión de 38.183.600 nuevas acciones a un precio de 13,4806 euros por acción, a suscribir íntegramente por Sonatrach por

un importe total a desembolsar en efectivo de 515 millones de euros, lo que supuso la entrada de Sonatrach en el accionariado de esta sociedad con un 3,85%. De acuerdo con el Informe especial sobre exclusión del derecho de suscripción preferente emitido por el experto independiente en virtud de lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el tipo de emisión acordado se corresponde con el valor razonable de las acciones de la sociedad. Esta ampliación y la consecuente entrada de Sonatrach como accionista minoritario de Gas Natural SDG, S.A. se ejecutó, una vez obtenida la correspondiente aprobación por parte de las autoridades argelinas, el 9 de agosto de 2011.

La Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

Durante los ejercicios 2011 y 2010 no se han realizado transacciones con acciones propias.

De acuerdo a la información pública disponible, las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2011 son las siguientes:

	Participación en el capital social (%)
Grupo "la Caixa" (Criteria CaixaHolding, S.A.U.)	35,3
Grupo Repsol YPF	30,0
Sonatrach	3,9

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 Ibex 35.

La cotización al fin del ejercicio 2011 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 13,27 euros (11,49 euros a 31 de diciembre de 2010).

Reservas

El epígrafe de "Reservas" incluye las siguientes reservas:

	2011	2010
Reserva legal	185	185
Reserva estatutaria	91	89
Reserva de revalorización RD 7/96	225	225
Reserva de fondo de comercio	357	179
Reserva voluntaria	4.491	4.388
Otras reservas	1.551	1.040
	6.900	6.106

Reserva legal

Por lo dispuesto en la Ley de Sociedades de Capital 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.

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.

Reserva de revalorización

La Reserva de revalorización puede destinarse a la eliminación de resultados contables negativos, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Reserva por Fondo de comercio

De acuerdo con el artículo 273 de la Ley de Sociedades de Capital, Gas Natural SDG, S.A. debe dotar una reserva indisponible equivalente al fondo de comercio que aparezca en el activo de su balance, destinando anualmente por lo menos una cifra que represente el 5% del importe del fondo de comercio. Si no existiera beneficio, o éste fuera insuficiente, se podrá emplear la Prima de emisión o Reservas de libre disposición.

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 31.12.11	A 31.12.10
Beneficio atribuible a accionistas de la sociedad dominante	1.325	1.201
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (millones)	953	922
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros)		
Básicas	1,39	1,30
Diluidas	1,39	1,30
Ganancias por acción de las actividades discontinuadas (en euros)		
Básicas	–	–
Diluidas	–	–

Para el cálculo del número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación del ejercicio 2011 se han considerado las acciones emitidas en las ampliaciones de capital mencionadas en el apartado “Capital social y Prima de emisión” de esta nota. Las ampliaciones de capital liberadas se consideran como una emisión de acciones a valor de mercado por lo que las acciones emitidas se consideran para el cálculo del número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación desde la fecha en que las acciones son desembolsadas, siendo el cálculo el siguiente:

	Número de acciones (en miles)	Días	Días x número de acciones
Acciones a 1 de enero de 2011	921.757	365	336.441.287
Ampliación de capital liberada	31.731	191	6.061.733
Ampliación de capital en efectivo	38.184	144	5.498.438
Acciones a 31 de diciembre de 2011	991.672	365	348.001.458
Número medio ponderado de acciones del período			953.429

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

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante los ejercicios 2011 y 2010:

	31.12.11			31.12.10		
	% sobre nominal	Euros por acción	Importe ⁽¹⁾	% sobre nominal	Euros por acción	Importe ⁽²⁾
Acciones ordinarias	35	0,35	324	79	0,79	730
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	–	–	–	–	–	–
Dividendos totales pagados	35	0,35	324	79	0,79	730
a) Dividendos con cargo a resultados	35	0,35	324	79	0,79	730
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	–	–	–	–	–	–
c) Dividendos en especie	–	–	–	–	–	–

(1) Incluye el pago del dividendo a cuenta de 0,35 euros por acción, por un importe total de 324 millones de euros acordado el 26 de noviembre de 2010 y pagado el día 7 de enero de 2011.

(2) Incluye el pago del dividendo a cuenta de 0,35 euros por acción, por un importe total de 324 millones de euros acordado el 27 de noviembre de 2009 y pagado el día 8 de enero de 2010 y el dividendo complementario del ejercicio 2009 de 0,44 euros por acción por un importe total de 406 millones de euros acordado el 20 de abril de 2010 y pagado el día 1 de julio de 2010.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 25 de noviembre de 2011, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2011 de 0,363 euros por acción, por un importe total de 360 millones de euros, a pagar a partir del día 9 de enero de 2012.

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 establecidos en la Ley de Sociedades de Capital. El estado contable provisional de la sociedad formulado por los Administradores a 25 de noviembre de 2011 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	852
Reservas a dotar	(200)
Cantidad máxima distribuible	652
Previsión de pago del dividendo a cuenta	360
Liquidez de tesorería	2.046
Líneas de crédito no dispuestas	3.283
Liquidez total	5.329

Con fecha 27 de enero de 2012, el Consejo de Administración aprueba la propuesta que elevará a la Junta General de Accionistas de distribución del beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. correspondiente al ejercicio 2011, que es la siguiente:

Base de reparto	
Remanente de ejercicios anteriores	366
Pérdidas y ganancias	1.317
Distribución	
A Reserva legal	14
A Reserva estatutaria	7
A Reserva por Fondo de Comercio	179
A Reserva voluntaria	662
A Dividendo	360
A Remanente	461

La propuesta de aplicación del resultado formulada por el Consejo de Administración para su aprobación por la Junta General de Accionistas incluye el pago de un dividendo de 360 millones de euros (importe equivalente a la cantidad distribuida a cuenta del dividendo del ejercicio 2011, a satisfacer a partir del día 9 de enero de 2012), así como un aumento de capital liberado, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias por un valor de mercado de referencia máximo de 461 millones de euros. Este aumento de capital ofrecería a los accionistas la posibilidad de recibir acciones ordinarias de Gas Natural SDG, S.A. en lugar del que hubiera sido el pago, en julio del 2012, del dividendo complementario del ejercicio 2011, y contempla el establecimiento por Gas Natural SDG, S.A. de mecanismos para garantizar que aquellos accionistas que así lo prefieran puedan percibir el importe en efectivo.

Intereses minoritarios

En el ejercicio 2005 la sociedad Unión Fenosa Preferentes, S.A. realizó una emisión de acciones preferentes por importe nominal de 750 millones de euros, que se contabilizó en el epígrafe "Intereses minoritarios". Las principales características son:

- Dividendo: variable y no acumulativo; hasta el 30 de junio de 2015 será el Euribor a tres meses más un diferencial de 0,65%; a partir de dicha fecha, será el Euribor a tres meses más un diferencial del 1,65%.
- Pago de dividendo: se pagará por trimestres naturales vencidos, condicionado a la existencia de beneficio distribuible de GAS NATURAL FENOSA, considerando como tal el menor entre el beneficio neto declarado de GAS NATURAL FENOSA y el beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. como garante.
- Plazo: perpetuas, con opción para el emisor de amortizar en todo o en parte las participaciones con fecha posterior al 30 de junio de 2015. En caso de amortización se efectuará por su valor nominal.
- Retribución: el pago del dividendo será preferente y no acumulativo y está condicionado a la obtención de beneficio distribuible de Gas Natural SDG, S.A. y al pago de dividendo a sus accionistas ordinarios. El emisor tendrá la opción pero no la obligación de abonar a los titulares de las participaciones una remuneración en especie mediante el incremento del valor nominal de las participaciones preferentes.
- Derechos políticos: no tienen.

Nota 14. Subvenciones

El detalle y los movimientos producidos en subvenciones de capital y otros ingresos diferidos durante los ejercicios 2011 y 2010 han sido los siguientes:

	Subvenciones Oficiales	Ingresos por acometidas	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros	Total
A 01.01.10	168	192	111	49	520
Importe recibido	37	108	16	11	172
Aplicaciones a resultados	(6)	(13)	(11)	(1)	(31)
Diferencias de conversión	6	–	–	1	7
Trasposos y otros	(45)	60	1	(27)	(11)
A 31.12.10	160	347	117	33	657
Importe recibido	40	103	11	47	201
Aplicaciones a resultados	(12)	(14)	(7)	(2)	(35)
Diferencias de conversión	1	–	(1)	1	1
Trasposos y otros	7	(30)	(4)	6	(21)
A 31.12.11	196	406	116	85	803

Nota 15. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Provisiones por obligaciones con el personal	709	698
Otras provisiones	1.003	2.167
Provisiones no corrientes	1.712	2.865
Provisiones corrientes	133	127
Total	1.845	2.992

Provisiones por obligaciones con el personal

A continuación se incluye un desglose de las provisiones relativas a las obligaciones por pensiones con el personal:

	2011	2010
A 1 de enero	698	645
Dotaciones con cargo a resultados	42	47
Pagos en el ejercicio	(77)	(75)
Diferencias de conversión	–	37
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	46	45
Trasposos y otras aplicaciones	–	(1)
A 31 de diciembre	709	698

El desglose de las provisiones por pensiones por país es el siguiente:

Desglose por país	A 31.12.11	A 31.12.10	A 01.1.10
España ⁽¹⁾	355	362	389
Colombia ⁽²⁾	284	268	222
Brasil ⁽³⁾	61	57	25
Resto	9	11	9
Total	709	698	645

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

La mayor parte de los compromisos post-empleo de GAS NATURAL FENOSA en España consisten en la aportación de cantidades definidas a planes de pensiones del sistema de empleo. No obstante, a 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, GAS NATURAL FENOSA tenía en vigor los siguientes compromisos de prestación definida para determinados colectivos:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

2) Planes de pensiones y otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Colombia.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010 existen los siguientes compromisos para determinados empleados de la sociedad colombiana Electrificadora del Caribe, S.A. E.S.P:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

3) Planes de pensiones y otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Brasil.

A 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2010, GAS NATURAL FENOSA tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, 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.

El detalle de las provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de Situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	2011			2010		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Valor actual de las obligaciones						
A 1 de enero	1.200	268	171	1.204	222	117
Coste del servicio del ejercicio	4	–	–	4	–	2
Coste de intereses	48	20	17	54	21	19
Ganancias y pérdidas actuariales	(43)	31	28	(4)	26	36
Beneficios pagados	(90)	(34)	(14)	(97)	(34)	(13)
Trasposos	6	–	–	40	–	–
Diferencias de conversión	–	5	(16)	–	33	10
Otros	–	(6)	–	(1)	–	–
A 31 de diciembre	1.125	284	186	1.200	268	171
Valor razonable activos del plan						
A 1 de enero	838	–	114	815	–	92
Rendimiento esperado	33	–	14	37	–	17
Aportaciones	9	–	5	36	–	1
Ganancias y pérdidas actuariales	(42)	–	12	7	–	7
Prestaciones pagadas	(68)	–	(9)	(97)	–	(10)
Trasposos	–	–	–	40	–	–
Diferencias de conversión	–	–	(11)	–	–	7
A 31 de diciembre	770	–	125	838	–	114
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	355	284	61	362	268	57

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada, para todos los planes de prestación definida mencionados anteriormente son las siguientes:

	2011			2010		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Coste de servicio del ejercicio	4	–	–	4	–	2
Coste de intereses	48	20	17	54	21	19
Rendimiento esperado de los activos del plan	(33)	–	(14)	(37)	–	(17)
Cargo total en Cuenta de Pérdidas y Ganancias	19	20	3	21	21	4

El movimiento en el pasivo reconocido en el Balance de Situación consolidado es el siguiente:

	2011			2010		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
A 1 de enero	362	268	57	389	222	25
Dotación a pérdidas y ganancias	19	20	3	21	21	4
Contribuciones pagadas	(31)	(34)	(10)	(37)	(34)	(4)
Variaciones reconocidas en patrimonio	(1)	31	16	(10)	26	29
Traspasos	6	(6)	–	–	–	–
Diferencias de conversión	–	5	(5)	–	33	3
Otros	–	–	–	(1)	–	–
A 31 de diciembre	355	284	61	362	268	57

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 95 millones de euros para el ejercicio 2011 (España: 4 millones de euros en positivo, Colombia: 66 millones de euros en negativo, y Brasil: 33 millones de euros en negativo).

Las principales categorías de los activos del plan, expresadas en porcentaje sobre el valor razonable total de los activos son las siguientes:

% sobre total	2011 (%)			2010 (%)		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Títulos	–	–	16	–	–	10,7
Bonos	100	–	76	100	–	84,0
Inmuebles y otros activos	–	–	8	–	–	5,3

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2011, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 47 millones de euros (54 millones de euros en 2010).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

% sobre total	A 31.12.11			A 31.12.10		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Tipo de descuento ⁽¹⁾ (%)	3,1 a 4,9	7,8	11,4	2,5 a 5	8	6,8
Rendimiento esperado activos plan ⁽¹⁾ (%)	3,1 a 4,9	7,8	12,8	2,5 a 5	8	6,8
Incrementos futuros en salario ⁽¹⁾ (%)	3,0	2,75	7,6	3,0	2,7	6,6
Incrementos futuros en pensión ⁽¹⁾ (%)	2,5	2,75	5,5	2,5	2,7	0,0
Tipo de inflación ⁽¹⁾ (%)	2,5	2,75	5,5	2,5	2,7	4,5
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	PERMF 2000	RV08	AT-83

(1) Anual.

Estas hipótesis son aplicables a todos los compromisos de forma homogénea con independencia del origen de sus convenios colectivos.

El siguiente cuadro recoge el efecto de una variación de un 1 % en el tipo de inflación, de un 1 % en la tasa de descuento y de un 1 % en el coste de la asistencia sanitaria sobre las provisiones y costes actuariales:

	Inflación +1%	Descuento 1%	Asistencia sanitaria +1%
Valor actual de las obligaciones	100	(136)	14
Valor razonable activos del plan	–	(61)	–
Provisión para pensiones	100	(75)	14
Coste de servicio del ejercicio	1	(1)	–
Coste de intereses	7	6	1
Rendimiento esperado de los activos del plan	(1)	4	–

Otras provisiones corrientes y no corrientes

El movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes es el siguiente:

	2011			2010		
	Provisiones no corrientes	Provisiones corrientes	Total	Provisiones no corrientes	Provisiones corrientes	Total
A 1 de enero	2.167	127	2.294	1.236	128	1.364
Dotaciones/reversiones con cargo a resultados:						
Dotaciones	264	18	282	767	9	776
Reversiones	(29)	–	(29)	(38)	(4)	(42)
Pagos	(53)	(5)	(58)	(66)	(42)	(108)
Combinaciones de negocio	2	–	2	–	–	–
Diferencias de conversión	(3)	2	(1)	17	4	21
Trasposos y otros	(1.345)	(9)	(1.354)	251	32	283
A 31 de diciembre	1.003	133	1.136	2.167	127	2.294

Se incluyen en este epígrafe las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. La información sobre la naturaleza de las disputas con terceros y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de “Litigios y arbitrajes” de la nota 35.

El 14 de junio de 2011 GAS NATURAL FENOSA y Sonatrach acordaron resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane S.A. (sociedad dependiente de GAS NATURAL FENOSA) y sobre los que recayó un laudo arbitral dictado en agosto de 2010, determinando tanto el precio aplicable al periodo 2007-2009, como el aplicable desde 1 de enero de 2010 hasta 31 de mayo de 2011, habiendo ambas partes desistido de todos los procedimientos en curso. Dicho acuerdo no ha tenido impacto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada, dado que los riesgos derivados del contencioso ya figuraban provisionados, habiéndose traspasado al epígrafe “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar” por un importe de 1.356 millones de euros, de los cuales 1.182 millones de euros han sido pagados en el ejercicio 2011.

El cierre del conflicto de precios ha permitido a las dos compañías analizar además oportunidades de partenariado que se han concretado en la adquisición por Sonatrach de una participación minoritaria de Gas Natural SDG, S.A. (Nota 13).

Adicionalmente se incluyen en este epígrafe las provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento, restauración otros costes relacionados con las instalaciones, básicamente de generación eléctrica, por un importe de 314 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (318 millones de euros en 2010).

También se incluye en provisiones corrientes el exceso de emisiones de CO₂ sobre los derechos asignados por un importe de 18 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (5 millones de euros en 2010).

La estimación de las fechas de pago de estas obligaciones provisionadas en este epígrafe es de 452 millones de euros entre uno y cinco años, 325 millones de euros entre cinco y diez años y 226 millones de euros a más de diez años.

Nota 16. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	8.276	7.488
Deuda financiera con entidades de crédito	8.847	10.242
Instrumentos financieros derivados	86	75
Otros pasivos financieros	330	371
Deuda financiera no corriente	17.539	18.176
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	1.076	631
Deuda financiera con entidades de crédito	1.621	1.195
Instrumentos financieros derivados	9	61
Otros pasivos financieros	147	243
Deuda financiera corriente	2.853	2.130
Total	20.392	20.306

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.11	A 31.12.10	A 31.12.11	A 31.12.10
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	8.276	7.488	8.207	7.199
Deuda financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	9.177	10.613	9.282	10.705

El valor razonable de las emisiones de obligaciones cotizadas se estima de acuerdo a su cotización (Nivel 1). El valor razonable de deudas con tipos de interés fijos se estima sobre la base de los flujos de caja descontados sobre los plazos restantes de dicha deuda. Los tipos de descuento se determinaron sobre los tipos de mercado disponibles a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2010 sobre deuda financiera con características de vencimiento y crédito similares. Estas valoraciones están basadas en la cotización de instrumentos financieros similares en un mercado activo ó en datos observables de un mercado activo (Nivel 2).

El movimiento de la deuda financiera ha sido el siguiente:

	2011	2010
A 1 de enero	20.306	21.507
Combinaciones de negocio	640	–
Aumento de deuda financiera	4.514	11.375
Disminución de deuda financiera	(4.680)	(12.647)
Diferencias de conversión	9	302
Traspasos y otros ⁽¹⁾	(397)	(231)
A 31 de diciembre	20.392	20.306

(1) Incluye principalmente traspasos al epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta” por importe de 399 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (274 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), que se han dado de baja durante el ejercicio 2011.

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2010 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2011							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	742	600	1.977	790	987	3.922	9.018
Variable	334	–	–	–	–	–	334
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	133	127	181	177	175	638	1.431
Variable	165	33	32	46	25	112	413
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	799	723	154	110	99	349	2.234
Variable	680	1.648	263	3.224	356	791	6.962
Total fija	1.674	1.450	2.312	1.077	1.261	4.909	12.683
Total variable	1.179	1.681	295	3.270	381	903	7.709
Total	2.853	3.131	2.607	4.347	1.642	5.812	20.392

	2011	2012	2013	2014	2015	2016 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2010							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	562	551	307	1.907	650	4.087	8.064
Variable	55	–	–	–	–	–	55
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	112	123	123	121	117	509	1.105
Variable	39	116	15	71	99	431	771
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	302	364	1.213	172	1.508	668	4.227
Variable	1.060	1.128	1.535	31	1.959	371	6.084
Total fija	976	1.038	1.643	2.200	2.275	5.264	13.396
Total variable	1.154	1.244	1.550	102	2.058	802	6.910
Total	2.130	2.282	3.193	2.302	4.333	6.066	20.306

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la clasificación entre tipo fijo y tipo variable sería: a tipo fijo 10.918 millones de euros en 2011 (9.955 millones de euros en 2010) y a tipo variable 9.379 millones de euros en 2011 (10.215 millones de euros en 2010).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2010 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2011							
Deuda denominada en euros	1.972	2.528	2.236	3.866	1.523	4.809	16.934
Deuda denominada en moneda extranjera							
Dólar estadounidense	507	428	116	276	119	600	2.046
Peso mejicano	37	2	72	140	–	80	331
Real brasileño	116	77	30	21	–	12	256
Peso colombiano	203	80	153	44	–	76	556
Peso argentino	18	16	–	–	–	–	34
Resto	–	–	–	–	–	235	235
Total	2.853	3.131	2.607	4.347	1.642	5.812	20.392

	2011	2012	2013	2014	2015	2016 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2010							
Deuda denominada en euros	1.331	1.647	2.877	2.131	3.946	4.797	16.729
Deuda denominada en moneda extranjera							
Dólar estadounidense	249	305	381	109	297	677	2.018
Peso mejicano	165	91	47	–	–	–	303
Real brasileño	173	56	28	9	43	58	367
Peso colombiano	171	163	79	41	41	56	551
Peso argentino	26	7	–	–	–	–	33
Resto	15	13	73	12	6	186	305
Total	2.130	2.282	3.485	2.302	4.333	5.774	20.306

La deuda financiera en euros ha soportado a 31 de diciembre de 2011 un tipo de interés efectivo medio del 4,14% (3,99% a 31 diciembre de 2010) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio del 5,21% (5,29% a 31 de diciembre de 2010), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2011, GAS NATURAL FENOSA tiene líneas de crédito por una cantidad total 4.933 millones de euros (4.935 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), de las cuales 4.202 millones de euros no están dispuestas (3.573 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

Deudas financieras con entidades de crédito por importe de 1.490 millones de euros se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros que corresponden en su mayor parte a deudas contraídas por el antiguo grupo Unión Fenosa y a deuda de sociedades latinoamericanas en operaciones de financiación en su mercado local sin recurso a la matriz.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, GAS NATURAL FENOSA no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados con estructuras específicas (financiación de proyecto) que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de financiación a 31 de diciembre de 2011 asciende a 812 millones de euros.

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Emisión de obligaciones y otros valores negociables

En el ejercicio 2011 y en el ejercicio 2010 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido el siguiente:

	A 01.01.11	Emisiones	Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.11
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	7.484	3.218	(2.259)	64	8.507
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	–	–	–	–	–
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	635	262	(35)	(17)	845
Total	8.119	3.480	(2.294)	47	9.352

	A 01.01.10	Emisiones	Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.10
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	6.439	3.660	(2.650)	35	7.484
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	5	–	(5)	–	–
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	653	15	(25)	(8)	635
Total	7.097	3.675	(2.680)	27	8.119

Programa ECP

El 23 de marzo de 2010 GAS NATURAL FENOSA formalizó la firma de un programa Euro Commercial Paper (ECP) por un importe de 1.000 millones de euros siendo el emisor la sociedad dependiente Unión Fenosa Finance BV. Durante el ejercicio 2011 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa, realizando emisiones por un importe total de 2.085 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 la cantidad dispuesta de dicho programa era de 266 millones de euros (357 millones de euros a diciembre 2010), siendo el disponible 734 millones de euros (643 millones de euros a diciembre 2010).

Programa Pagarés

En julio de 2009, GAS NATURAL FENOSA suscribió un Programa de Pagarés en virtud del cual se podía emitir hasta un principal total de 2.000 millones de euros, si bien en Julio de 2010 se minoró dicho importe máximo hasta los 1.000 millones de euros. El citado programa fue renovado en Julio de 2011 por el mismo importe. A 31 de diciembre de 2011 las emisiones vivas bajo al citado programa ascendían a 69 millones de euros (118 millones de euros a diciembre 2010), siendo el disponible 932 millones de euros (882 millones de euros a diciembre 2010).

Programa EMTN

GAS NATURAL FENOSA mantiene, a través de la sociedad dependiente Gas Natural Capital Markets, S.A. y Unión Fenosa Finance BV, un programa de European Medium Term Notes (EMTN) a medio plazo. Dicho programa se estableció en 1999 y permitía emitir hasta un principal total de 2.000 millones de euros. Tras diversas ampliaciones, la última de las cuales en noviembre de 2011, el límite del Programa es de 12.000 millones de euros (10.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2010). A 31 de diciembre de 2011 estaba dispuesto un principal total de 8.050 millones de euros (6.950 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), siendo el importe pendiente de utilización 3.950 millones de euros. El detalle del saldo nominal emitido es el siguiente:

Nominal	Emisión	Vencimiento	Cupón (%)
500	Julio 2009	2019	6,37
2.000	Julio 2009	2014	5,25
1.000	Noviembre 2009	2016	4,37
500	Noviembre 2009	2012	3,12
750	Noviembre 2009	2021	5,12
850	Enero 2010	2020	4,50
650	Enero 2010	2015	3,37
700	Enero 2010	2018	4,12
600	Febrero 2011	2017	5,63
500	Mayo 2011	2019	5,38
Total	8.050		

Participaciones preferentes

En mayo de 2003, la sociedad dependiente Unión Fenosa Financial Services USA, LLC., emitió por un importe nominal de 609 millones de euros participaciones preferentes con las siguientes características:

- Dividendo: variable y no acumulativo; hasta el 20 de mayo de 2013 será el Euribor a tres meses más un diferencial de 0,25% con un máximo del 7% y un mínimo de 4,25%; a partir de dicha fecha, será el Euribor a tres meses más un diferencial del 4%.
- Plazo: perpetuas, con opción para el emisor de amortizar de forma anticipada total o parcialmente las participaciones a partir del 20 de mayo de 2013. En caso de amortización se efectuará por su valor nominal.
- Retribución: el pago del dividendo será preferente y no acumulativo y está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.
- Derechos políticos: no tienen.

Obligaciones negociables y certificados bursátiles

La sociedad dependiente Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. ubicada en Panamá, formalizó durante el mes de mayo de 2010 una emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 50 millones de dólares estadounidenses (39 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2011 era de 23 millones de euros (15 millones de euros a diciembre de 2010).

Por su parte, en fecha 3 de mayo de 2011 GAS NATURAL FENOSA, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México S.A. de C.V., registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 10.000 millones de pesos mexicanos (544 millones de euros). Al amparo de este Programa, el 20 de mayo de 2011 se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 4.000 millones de pesos mexicanos (221 millones de euros), siendo el disponible 323 millones de euros con la garantía de Gas Natural SDG, S.A.

Deuda financiera con entidades de crédito

Deuda con entidades de crédito europeas (bancos comerciales/institucionales)

A 31 de diciembre de 2011, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 6.595 millones de euros (6.437 millones de euros a 31 de diciembre de 2010) y líneas de crédito dispuestas por 461 millones de euros (1.003 millones de euros a 31 de diciembre 2010). Además, se mantienen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 577 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (593 millones de euros a 31 de diciembre 2010), así como con una línea de crédito firmada en diciembre 2005 con un límite de 125 millones de euros, estando dispuesta a 31 de diciembre de 2011 en su totalidad (100 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a GAS NATURAL FENOSA por importe de 853 millones de euros, los cuales incluyen 150 millones de euros dispuestos de una nueva línea de financiación otorgada en diciembre de 2011 por importe 350 millones de euros, manteniéndose disponibles los 200 millones de euros restantes.

Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales/institucionales)

A 31 de diciembre de 2011, la deuda en Latinoamérica ascendió a 1.263 millones de euros (1.617 millones de euros a 31 de diciembre 2010) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente: México: 312 millones de euros (522 millones de euros a 31 de diciembre 2010), Colombia: 556 millones de euros (551 millones de euros a 31 de diciembre 2010), Brasil: 256 millones de euros (367 millones de euros a 31 de diciembre 2010), Argentina: 34 millones de euros (13 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), Panamá: 99 millones de euros (96 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), Nicaragua: 6 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2010) y a 31 de diciembre de 2010 se incluía la deuda en Guatemala por importe de 63 millones de euros (Nota 9).

Del total de la deuda de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2011 el 79% de la deuda corresponde a financiación con bancos comerciales y el restante 21% a deuda con bancos institucionales (BNDES, BEI, ICO, etc.).

A 31 de diciembre de 2011, la deuda asociada con la planta de ciclo combinado y la planta de regasificación en Puerto Rico asciende a 156 millones de euros (167 millones de euros a 31 de diciembre 2010), incluyendo 12 millones de euros en líneas de créditos dispuestas (11 millones de euros a 31 de diciembre 2010). La mayor parte de esta deuda vence a largo plazo.

Operadoras de parques de generación eólica (bancos comerciales)

A 31 de diciembre de 2011, las sociedades operadoras de parques eólicos mantenían 66 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos (83 millones de euros a 31 de diciembre 2010). La mayor parte de esta deuda vence a largo plazo.

A 31 de diciembre de 2010, las sociedades pertenecientes a Enel Unión Fenosa Renovables (Eufer) mantenían 274 millones de euros. En el caso de considerar la deuda financiera vinculada a los activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9), el saldo sería 548 millones de euros. Debido a la permuta de activos de renovables de Eufer, que se llevó a cabo el 27 de mayo de 2011, esta deuda fue dada de baja por su valor contable en el Balance de Situación consolidado y se dio de alta la deuda financiera a valor razonable de los activos y pasivos adquiridos en la permuta (Nota 30); posteriormente, fue cancelada en su totalidad.

Unión Fenosa Gas (bancos comerciales/institucionales)

A 31 de diciembre de 2011, las sociedades pertenecientes a Unión Fenosa Gas mantenían 394 millones de euros de deuda pendientes (389 millones de euros a 31 de diciembre 2010), principalmente por la financiación otorgada en dólares estadounidenses por el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para la financiación de la planta de licuefacción de gas natural en el puerto de Damietta (Egipto) por 148 millones de euros (156 millones de euros a 31 de diciembre 2010) y por un préstamo concedido en dólares estadounidenses por veintidós entidades financieras por 220 millones de euros (233 millones de euros a 31 de diciembre 2010). La mayor parte de esta deuda vence en el año 2016 y siguientes.

Deudas con entidades de crédito otros países

A 31 de diciembre de 2011, la deuda con entidades de crédito de otros países asciende a 14 millones de euros (12 millones de euros a 31 de diciembre 2010) y pertenecen básicamente a las áreas geográficas de Moldavia y Kenia.

Otros pasivos financieros

En el epígrafe "Otros pasivos financieros" se incluyen básicamente los contratos de arrendamientos financieros con entidades de crédito correspondientes a las islas de potencia de las centrales de ciclo combinado de Palos de la Frontera y Sagunto, con una vigencia de 10 años, firmados respectivamente en los ejercicios 2005 y 2007.

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

	A 31.12.11			A 31.12.10		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	87	(4)	83	91	(4)	87
Entre 1 y 5 años	274	(34)	240	321	(43)	278
Más de 5 años	51	(11)	40	88	(21)	67
Total	412	(49)	363	500	(68)	432

Nota 17. Gestión del riesgo e instrumentos financieros derivados

La gestión del riesgo

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

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

Riesgo de tipo de interés

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

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

GAS NATURAL FENOSA utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés cambiando deuda a interés variable por deuda a tipo fijo. Adicionalmente hay que considerar las permutas financieras contratadas para mitigar el riesgo de una operación específica de financiación en yenes que no se han considerado como instrumento de cobertura.

La estructura de deuda a 31 de diciembre de 2011 y 2010, una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Tipo de interés fijo	12.683	13.396
Tipo de interés variable	7.709	6.910
Total	20.392	20.306

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del Euribor, el Libor y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia y Argentina.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

	Incremento/descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2011	+50	(45)	18
	-50	41	(18)
2010	+50	(35)	15
	-50	35	(15)

Riesgo de tipo de cambio

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

- Contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventa de materias primas denominados en moneda distinta a la moneda local o funcional.
- Deuda denominada en monedas distintas a la moneda local o funcional.
- Operaciones e inversiones en monedas diferentes del euro, por lo que respecta al contravalor del patrimonio neto aportado y resultados.

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

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

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

	%	2011	2010
Efecto en el resultado antes de impuestos	+5	2	–
	-5	(2)	–
Efecto en el patrimonio antes de impuestos	+5	13	11
	-5	(15)	(12)

Riesgo de precio de *commodities*

Una parte importante de los gastos de explotación de GAS NATURAL FENOSA están vinculados a la compra de gas para su suministro a clientes o para la generación de energía eléctrica en las plantas de ciclo combinado. Por tanto, GAS NATURAL FENOSA se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio de gas, cuya determinación está sujeta básicamente a los precios del crudo y sus derivados. Adicionalmente, en el negocio de generación de electricidad, GAS NATURAL FENOSA se encuentra expuesto al riesgo de variación de los derechos de emisión de CO₂ y del precio de venta de electricidad.

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

En las operaciones de trading de electricidad y de derechos de emisión de CO₂ realizadas por GAS NATURAL FENOSA, el riesgo es poco significativo debido al reducido volumen de dichas operaciones y a los límites establecidos, tanto en importe como en vencimiento temporal.

La sensibilidad del resultado y del patrimonio (Ajustes por cambios de valor) a la variación del valor razonable de los derivados contratados para cubrir el precio de *commodities*, es la siguiente:

	Incremento/descenso en el precio de compra de gas (%)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2011	+10	–	3
	-10	–	(3)
2010	+10	–	(12)
	-10	–	12

	Incremento/descenso en el precio de venta electricidad (%)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2011	+10	(7)	(7)
	-10	7	7
2010	+10	–	4
	-10	–	(4)

	Incremento/descenso en el precio de los derechos de emisión de CO ₂ (%)	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2011	+10	–	1
	-10	–	(1)
2010	+10	1	1
	-10	(1)	(1)

Riesgo de crédito

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

Para ello se han diseñado diversos modelos de medición de la calidad crediticia. A partir de dichos modelos puede medirse la probabilidad de impago de un cliente, y puede controlarse la pérdida esperada de la cartera comercial.

Los principales tipos de garantías que se negocian son avales, fianzas y depósitos. A 31 de diciembre de 2011, GAS NATURAL FENOSA había recibido garantías por 10 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (14 millones de euros a 31 de diciembre de 2010). Durante el ejercicio 2011, se han ejecutado avales por importes inferiores a 1 millón de euros (inferiores a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2010).

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el Balance de Situación consolidado netos de provisiones de insolvencias (Nota 11), estimadas por GAS NATURAL FENOSA en función de la antigüedad de la deuda y la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes y del entorno económico actual.

A 31 de diciembre de 2011 y 2010, GAS NATURAL FENOSA no tenía concentraciones significativas de riesgo de crédito.

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

Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones de GAS NATURAL FENOSA, basadas en el análisis de solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El análisis de antigüedad de los activos financieros en mora pero no considerados deteriorados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Menos de 90 días	338	268
90-180 días	108	77
Más de 180 días	26	6
Total	472	351

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 11.

Riesgo de liquidez

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

A 31 de diciembre de 2011, las disponibilidades de liquidez alcanzan los 13.263 millones de euros, considerando el efectivo y otros activos líquidos equivalentes por un importe de 3.098 millones de euros (Nota 12), la financiación bancaria y líneas de crédito disponibles por 4.202 millones de euros (Nota 16) y la capacidad para emitir deuda no utilizada por un importe de 5.963 millones de euros (Nota 16).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2011							
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.671)	–	–	–	–	–	(4.671)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.642)	(3.793)	(3.216)	(4.774)	(1.985)	(7.019)	(24.429)
Derivados financieros	(30)	(19)	(7)	(5)	(5)	65	(1)
Otros pasivos	(62)	(62)	(154)	(57)	(58)	(763)	(1.156)
Total⁽¹⁾	(8.405)	(3.874)	(3.377)	(4.836)	(2.048)	(7.717)	(30.257)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2010							
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	(3.658)	–	–	–	–	–	(3.658)
Préstamos y otras deudas financieras	(2.895)	(2.987)	(4.097)	(2.801)	(4.713)	(7.323)	(24.816)
Derivados financieros	(66)	(18)	(9)	(6)	(8)	65	(42)
Otros pasivos	(67)	(61)	(157)	(57)	(56)	(820)	(1.218)
Total⁽¹⁾	(6.686)	(3.066)	(4.263)	(2.864)	(4.777)	(8.078)	(29.734)

(1) Los importes incluidos son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el Balance de Situación consolidado y en la nota 16.

Gestión del capital

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

GAS NATURAL FENOSA considera como indicadores de los objetivos fijados para la gestión del capital mantener en el largo plazo, tras la adquisición de Unión Fenosa, un nivel de apalancamiento de alrededor del 50% a largo plazo y un *rating* A.

Tras la operación de adquisición de Unión Fenosa las agencias de rating finalizaron la revisión con implicación negativa en sus calificaciones confirmando los *ratings* en línea con los objetivos previstos en el proceso de adquisición.

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

	2011	2010
Moody's	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB
Fitch	A-	A-

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2011	2010
Deuda financiera neta	17.294	19.102
Deuda financiera no corriente (Nota 16)	17.539	18.176
Deuda financiera corriente (Nota 16)	2.853	2.130
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 12)	(3.098)	(1.203)
Derivados (Nota 17)	–	(1)
Patrimonio neto	14.441	12.974
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	12.792	11.384
De intereses minoritarios	1.649	1.590
Apalancamiento (%) (Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta + Patrimonio neto))	54,5	59,6

A 31 de diciembre de 2010, en el caso de considerar la deuda financiera neta vinculada a los activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9), el saldo de la deuda financiera neta habría ascendido a 19.359 millones de euros.

Instrumentos financieros derivados

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

	A 31.12.11		A 31.12.10	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	–	72	–	56
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	–	71	–	56
Cobertura valor razonable				
- Tipo de cambio	–	1	–	–
Otros instrumentos financieros	–	14	–	19
- Tipo de interés y tipo de cambio	–	14	–	19
Instrumentos financieros derivados no corrientes	–	86	–	75
Instrumentos financieros derivados de cobertura	43	16	91	71
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	–	9	–	54
- Tipo de cambio	15	1	7	1
- Precio de <i>commodities</i>	3	6	7	16
Cobertura valor razonable				
- Tipo de cambio	25	–	77	–
Otros Instrumentos financieros	3	–	2	11
- Precio de <i>commodities</i>	3	–	2	4
- Tipo de interés	–	–	–	7
Instrumentos financieros derivados corrientes	46	16	93	82
Total	46	102	93	157

Se incluyen en el epígrafe “Otros instrumentos financieros” los derivados no designados contablemente de cobertura.

El impacto en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los instrumentos financieros derivados es el siguiente:

	2011		2010	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	(29)	(74)	(39)	(127)
Cobertura valor razonable	(22)	(5)	32	(3)
Otros	3	3	(2)	(11)
Total	(48)	(76)	(9)	(141)

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2011 y 2010, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

		31.12.11						
	Valor	Valor nominal						
	razonable	2012	2013	2014	2015	2016	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés								
Cobertura de flujos de efectivo								
Permutas financieras (EUR)	(27)	847	55	651	4	2	26	1.585
Permutas financieras (USD)	(52)	203	28	29	29	31	151	471
Permutas financieras (MXN)	–	14	14	67	–	–	–	95
Collars (EUR)	(1)	13	3	3	2	–	–	21
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujos de efectivo								
Seguro de cambio (USD)	14	376	–	–	–	–	–	376
Seguro de cambio (BRL)	–	42	–	–	–	–	–	42
Cobertura de valor razonable								
Permutas financieras (BRL)	–	2	–	–	–	–	–	2
Seguros de cambio (BRL)	–	10	–	–	–	–	–	10
Seguros de cambio (USD)	25	351	11	–	–	–	–	362
Seguro de cambio (DHN)	–	6	–	–	–	–	–	6
Cobertura de <i>commodities</i>								
Cobertura de flujos de efectivo								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(3)	246	3	1	–	–	–	250
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(1)	36	–	–	–	–	–	36
Otros								
Permuta financiera (JPY)	(14)	–	–	–	–	–	220	220
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	3	78	2	2	1	–	–	83
Total	(56)	2.224	116	753	36	33	397	3.559

		31.12.11						
	Valor	Valor nocional						
	razonable	2011	2012	2013	2014	2015	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés								
Cobertura de flujos de efectivo								
Permutas financieras (EUR)	(66)	2.580	206	15	8	4	25	2.838
Permutas financieras (USD)	(43)	20	193	24	25	24	162	448
Permutas financieras (MXN)	–	16	16	16	–	–	–	48
Permutas financieras (ARS)	–	9	–	–	–	–	–	9
Collars (EUR)	(1)	4	13	2	3	2	2	26
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujos de efectivo								
Seguro de cambio (USD)	6	270	4	–	–	–	–	274
Cobertura de valor razonable								
Permutas financieras (BRL)	–	5	2	–	–	–	–	7
Seguros de cambio (BRL)	–	32	–	–	–	–	–	32
Seguros de cambio (USD)	77	1.156	–	–	–	–	–	1.156
Seguro de cambio (DHN)	–	7	–	–	–	–	–	7
Cobertura de <i>commodities</i>								
Cobertura de flujos de efectivo								
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(3)	175	–	–	–	–	–	175
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(6)	85	–	–	–	–	–	85
Otros								
Opciones <i>commodities</i> (USD)	(2)	2	–	–	–	–	–	2
Permuta financiera (JPY)	(19)	–	–	–	–	–	220	220
Permuta financiera (EUR)	(7)	105	–	–	–	–	–	105
Collar (EUR)	–	17	–	–	–	–	–	17
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	–	2	–	–	–	–	–	2
Total	(64)	4.485	434	57	36	30	409	5.451

Nota 18. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2011 y 2010 se muestra a continuación:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Deuda por contratos de arrendamiento financiero ⁽¹⁾	571	582
Deuda ingresos capacidad ⁽²⁾	68	55
Fianzas y depósitos	198	212
Otros pasivos ⁽³⁾	196	191
Total	1.033	1.040

No existen diferencias significativas entre los valores contables y los valores razonables en los conceptos incluidos en este epígrafe "Otros pasivos no corrientes".

1) Deuda por contratos de arrendamiento financiero

En 2003, GAS NATURAL FENOSA adquirió dos buques para el transporte de gas natural licuado con una capacidad de 276.000 m³ a través de contratos de *time-charter* con una duración de 20 años, con vencimiento en 2023.

En julio de 2004, Unión Fenosa Gas adquirió dos buques para el transporte de gas natural licuado con unas capacidades de 138.000 m³ y 140.500 m³ a través de contratos de *time-charter* con una duración de 25 años, ampliable hasta 30 años.

En diciembre de 2007 se adquirió un buque de 138.000 m³ a través de un contrato de *time-charter* con una duración de 25 años y vencimiento en 2032, ampliable por períodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL FENOSA (50%).

En 2009 se adquirió un buque de 138.000 m³ de capacidad a través de un contrato de *time-charter* con una duración de 25 años, ampliable por períodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol YPF (50%) y GAS NATURAL FENOSA (50%).

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

	A 31.12.11			A 31.12.10		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	57	(3)	54	57	(3)	54
Entre 1 y 5 años	229	(43)	186	227	(42)	185
Más de 5 años	763	(378)	385	820	(423)	397
Total	1.049	(424)	625	1.104	(468)	636

La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2011 un tipo de interés efectivo medio del 6,8% (6,7% a 31 diciembre de 2010).

2) Deuda ingresos capacidad

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

3) Otros pasivos

Se incluye la obligación de recompra de las acciones preferentes de Buenergía Gas & Power, Ltd. (sociedad tenedora del 47,5% de EcoEléctrica, L.P.), que está participada en un 95% por GAS NATURAL FENOSA y en un 5% por otro socio, que 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
2012 ⁽¹⁾	6
2013	6
Total	12

(1) Incluye la parte a corto plazo de Otros pasivos corrientes (Nota 20).

También se incluye el compromiso de compra sin prima otorgado a Sinca Inbursa, S.A. de C.V. (Inbursa). El 22 de septiembre de 2008 se vendió el 15% de Gas Natural México, S.A. de C.V. y Sistemas de Administración, S.A. de C.V. a Inbursa, por 761 millones de pesos mejicanos (49 millones de euros), acordándose un compromiso de recompra sobre estas acciones. Inbursa podrá ofrecer hasta el 22 de mayo de 2013 todas las acciones que tenga en ese momento a GAS NATURAL FENOSA quien tendrá la obligación de adquirirlas. El precio de adquisición será determinado por el mayor entre la valoración a mercado de cada acción, en base a los resultados de las participadas, o el capital invertido actualizado por intereses financieros. Como consecuencia de dicho compromiso esta venta se registró como un pago aplazado, por lo que sigue asignándose a la Sociedad dominante el mencionado porcentaje. Durante el ejercicio 2011, las participaciones anteriores se han traspasado a la sociedad Holding Gasinmex, S.A. de C.V., y en consecuencia el compromiso de compra de Gas Natural SDG, S.A., ha pasado a otorgarse a Inbursa sobre el 17,29% de las acciones de esta sociedad. El pasivo registrado al 31 de diciembre de 2011 asciende a 988 millones de pesos mejicanos (917 millones de pesos mejicanos a 31 de diciembre de 2010) y equivale al valor actual del importe a reembolsar.

También se incluye el compromiso de compra sin prima otorgado a Chemo España, S.L.. El 16 diciembre de 2008 se vendió a Chemo España, S.L. el 28% de Invergas, S.A. y Gas Natural SDG Argentina, S.A., lo que supone una participación en Gas Natural BAN, S.A., Natural Energy, S.A. y Natural Servicios, S.A. del 19,6%, por 56 millones de dólares estadounidenses (38 millones de euros) mediante un cobro inicial de 28 millones de dólares y el resto en cobros diferidos (Nota 8), acordándose un compromiso de recompra sobre estas acciones. Chemo España, S.L. podrá ofrecer durante el mes de septiembre de 2013 todas las acciones que tenga en ese momento a GAS NATURAL FENOSA quien tendrá la obligación de adquirirlas. El precio de adquisición será determinado por el capital invertido. Como consecuencia de dicho compromiso esta venta se registró como un pago aplazado, por lo que siguen asignándose a la Sociedad dominante los mencionados porcentajes. El pasivo registrado al 31 de diciembre de 2011 asciende a 55 millones de dólares estadounidenses (53 millones de dólares estadounidenses a 31 de diciembre de 2010) y equivale al valor actual del importe a reembolsar.

Nota 19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Acreedores comerciales	3.775	2.928
Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 33)	83	36
Acreedores comerciales empresas asociadas	42	41
Proveedores	3.900	3.005
Administraciones públicas	375	357
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	7	22
Remuneraciones pendientes de pago	99	89
Otros acreedores	481	468
Pasivos por impuesto corriente	290	185
Total	4.671	3.658

Información sobre los aplazamientos de pagos efectuados a proveedores. D.A 3ª “Deber de información” de la Ley 15/2010, de 5 de julio.

El importe total de pagos realizados a los proveedores del ejercicio, con detalle de los plazos de pago, de acuerdo a los plazos máximos legales de pago establecidos en la Ley 15/2010 de 5 de julio, por la que se establecen las medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, es el siguiente:

	2011		2010	
	Importe	%	Importe	%
Pagos realizados en el ejercicio dentro del plazo máximo legal	7.210	99,8	1.706	99,7
Resto de pagos realizados en el ejercicio	11	0,2	5	0,3
Total pagos ejercicio	7.221	100	1.711	100
Plazo medio ponderado de los pagos excedidos (días)	11		28	
Aplazamientos que al cierre de ejercicio sobrepasan el plazo máximo legal	1		1	

La información del ejercicio 2010 recoge los pagos a proveedores por operaciones comerciales realizados dentro y fuera del plazo máximo legal, así como saldos que acumulan aplazamientos superiores al máximo permitido por ley, para aquellos contratos celebrados con posterioridad al 7 de julio de 2010.

Nota 20. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	A 31.12.11	A 31.12.10
Dividendo a pagar	392	351
Gastos devengados y no pagados	159	154
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 18)	54	54
Otros pasivos	70	103
Total	675	662

Nota 21. Situación fiscal

Gas Natural SDG, S.A. como sociedad dominante del Grupo Consolidado Fiscal 59/93 y para su tributación en España, tributa en el Régimen de Consolidación Fiscal regulado en el Capítulo VII del Título VII del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, lo que implica la determinación de forma conjunta del resultado fiscal del grupo y las deducciones y bonificaciones a la cuota. El Grupo Consolidado Fiscal para el ejercicio 2011 se indica en el Anexo III.

El resto de sociedades de GAS NATURAL FENOSA tributan, de forma individualizada de acuerdo con sus respectivos regímenes, salvo el caso de varias sociedades dependientes en Italia que tributan en un grupo consolidado fiscal propio.

La conciliación entre la tasa impositiva aplicable y la tasa efectiva y la composición del gasto por impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2011 y 2010 es la siguiente:

	2011	%	2010	%
Resultado antes de impuestos	2.022	–	1.883	–
Impuesto teórico	607	30,0	565	30,0
Tipos impositivos sociedades extranjeras	(42)	(2,1)	(39)	(2,1)
Deducciones fiscales por reinversión	(39)	(1,9)	(53)	(2,8)
Otras deducciones fiscales	(25)	(1,2)	(8)	(0,4)
Efecto beneficios netos íntegros método participación	(2)	(0,1)	(1)	(0,1)
Diferencias impositivas ejercicio anterior y otros	(3)	(0,2)	4	0,2
Impuesto sobre beneficios	496	24,5	468	24,9
Desglose del gasto corriente/diferido				
Impuesto corriente	441	–	370	–
Impuesto diferido	55	–	98	–
Impuesto sobre beneficios	496	–	468	–

Las deducciones fiscales por reinversión de beneficios extraordinarios del ejercicio 2011 corresponden básicamente a la enajenación de los activos de distribución de gas en la comunidad de Madrid, realizada en cumplimiento de disposiciones de la normativa de defensa de la competencia (Nota 9). Las deducciones fiscales por reinversión de beneficios extraordinarios del ejercicio 2010 corresponden básicamente a la enajenación de los activos de distribución de gas en la comunidad de Madrid, realizada en cumplimiento de disposiciones de la normativa de defensa de la competencia (Nota 9), así como a la transmisión de la participación del 35% de Gas Aragón, S.A. (Nota 7).

Las rentas acogidas a la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios prevista en el artículo 42 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, y las inversiones en que se han materializado en ejercicios pasados se detallan en las Cuentas anuales de los correspondientes ejercicios. El detalle correspondiente a los últimos cinco años, junto con el del propio ejercicio 2011, son los siguientes:

Año venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2006	321	321
2007	780	780
2008	152	152
2009	485	485
2010	882	882
2011	849	849
Total	3.469	3.469

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

El detalle del efecto impositivo correspondiente a cada componente del apartado "Otro resultado global del ejercicio" del estado consolidado de resultado global es el siguiente:

	A 31.12.11			A 31.12.10		
	Bruto	Efecto impositivo	Neto	Bruto	Efecto impositivo	Neto
Valoración activos financieros disponibles venta	–	–	–	(24)	7	(17)
Coberturas de flujos de efectivo	43	(12)	31	74	(21)	53
Diferencias de conversión	(72)	8	(64)	291	(14)	277
Ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(46)	15	(31)	(45)	12	(33)
Total	(75)	11	(64)	296	(16)	280

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

Impuestos diferidos de activo	Personal y obligaciones similares	Otras provisiones	Créditos fiscales	Diferencias amortización	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 01.01.10	240	292	51	93	51	229	956
Creación/(reversión)	(38)	(49)	(5)	(33)	16	67	(42)
Combinaciones de negocio	–	–	–	–	–	–	–
Movimientos ligados ajustes patrimonio	12	–	–	–	(19)	–	(7)
Diferencias de conversión	5	20	4	19	1	3	52
Traspasos y otros	9	(4)	26	33	3	(69)	(2)
A 31.12.10	228	259	76	112	52	230	957
Creación/(reversión)	(12)	(6)	49	5	–	(11)	25
Combinaciones de negocio	–	–	–	–	–	–	–
Movimientos ligados ajustes patrimonio	15	–	–	–	(9)	–	6
Diferencias de conversión	–	(2)	1	(3)	11	(2)	5
Traspasos y otros	(15)	(9)	41	–	(4)	(31)	(18)
A 31.12.11	216	242	167	114	50	186	975

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías diferidas	Valoración combinación de negocios	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 01.01.10	258	163	2.083	23	173	2.700
Creación/(reversión)	5	68	(72)	(15)	70	56
Combinaciones de negocio	–	–	–	–	–	–
Movimientos ligados ajustes patrimonio	–	–	–	(5)	–	(5)
Diferencias de conversión	18	–	2	–	5	25
Traspasos y otros ⁽¹⁾	15	–	(35)	3	(55)	(72)
A 31.12.10	296	231	1.978	6	193	2.704
Creación/(reversión)	37	50	(61)	–	54	80
Combinaciones de negocio	–	–	5	–	–	5
Movimientos ligados ajustes patrimonio	–	–	–	3	–	3
Diferencias de conversión	(1)	–	(2)	(1)	2	(2)
Traspasos y otros ⁽¹⁾	(7)	–	(127)	–	(14)	(148)
A 31.12.11	325	281	1.793	8	235	2.642

(1) El movimiento en los ejercicios 2011 y 2010 de las líneas de “Traspasos y otros” recoge básicamente el traspaso a los epígrafes “Activos no corrientes mantenidos para la venta” y “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” (Nota 9).

Como consecuencia de la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A. en el ejercicio 2009 surgió una diferencia de fusión entre el precio de adquisición de la participación en Unión Fenosa, S.A. y los fondos propios de la misma, determinado en el momento de la transmisión patrimonial, la cual, de conformidad con el artículo 89 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, se imputó fiscalmente, en primer lugar a los bienes y derechos adquiridos, y la parte de la diferencia no imputada, se considera fiscalmente deducible, con el límite anual máximo de la veintava parte de su importe, por la parte en que se cumplen las condiciones establecidas en las letras a) y b) del mencionado precepto. En el apartado de “Valoración combinación de negocios” del epígrafe “Pasivo por impuestos diferidos” figura registrado el efecto fiscal de la parte de la diferencia de fusión asignada a activos netos adquiridos que se estima que no tendrá efectos fiscales, así como el importe de la deducción fiscal aplicada de la parte de la diferencia de fusión no asignada a activos netos adquiridos.

A 31 de diciembre de 2011 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 31 millones de euros (25 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

En el ejercicio 2011 se han iniciado actuaciones inspectoras ante Gas Natural SDG, Gas Natural Internacional SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Informática, S.A. para el Impuesto sobre Sociedades (ejercicios 2006 a 2008) y otros impuestos (ejercicios 2007 y 2008). No se prevé que de dichas actuaciones inspectoras se deriven liquidaciones de importes significativos para el grupo. El Grupo Fiscal de Gas Natural tiene, además, abiertos a inspección los ejercicios comprendidos entre los años 2009 y 2011 para los impuestos que le son de aplicación y el Grupo Fiscal de Unión Fenosa tiene abiertos a inspección los ejercicios 2002 y siguientes para el Impuesto sobre Sociedades y los ejercicios 2007 y siguientes para el resto de impuestos que le son de aplicación.

La información sobre las principales actuaciones administrativas con trascendencia fiscal, y la posición de la entidad para cada una de ellas se detalla en el apartado de “Litigios y arbitrajes” de la nota 35.

Nota 22. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	11.280	10.033
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	8.236	8.103
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	1.367	1.333
Otras ventas	193	161
Total	21.076	19.630

Nota 23. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Compras de energía	12.132	11.079
Servicio acceso a redes de distribución	1.433	1.448
Otras compras y variación de existencias	509	443
Total	14.074	12.970

Nota 24. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Otros ingresos de gestión	261	251
Subvenciones de explotación	2	7
Total	263	258

Se incluye en el epígrafe "Otros ingresos de gestión" los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de las infraestructuras de las concesiones afectas a la CINIIF 12 por importe de 95 millones de euros (71 millones de euros en el ejercicio 2010).

Nota 25. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Sueldos y salarios	699	643
Costes Seguridad Social	126	125
Planes de aportación definida	32	33
Planes de prestación definida	4	6
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(82)	(82)
Otros	79	73
Total	858	798

El número medio de empleados de GAS NATURAL FENOSA durante el ejercicio 2011 ha sido de 16.724 y en 2010 de 17.773.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de mujeres y hombres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, El número de empleados de GAS NATURAL FENOSA al término de los ejercicios 2011 y 2010 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

	2011		2010	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	862	249	821	224
Mandos intermedios	2.239	551	2.311	534
Técnicos especializados	2.524	1.434	2.554	1.392
Puestos operativos	6.087	2.256	7.141	2.370
Total	11.712	4.490	12.827	4.520

	2011	2010
España	8.358	8.243
Resto de Europa	1.553	1.566
Latinoamérica	5.475	6.406
Resto	816	1.132
Total	16.202	17.347

Nota 26. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de los ejercicios 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Operación y mantenimiento	439	438
Publicidad y otros servicios comerciales	339	316
Tributos	310	261
Deterioro por insolvencias (Nota 11)	216	238
Servicios profesionales y seguros	170	184
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12)	95	71
Suministros	89	86
Arrendamientos	57	67
Eficiencia energética	49	–
Otros	249	251
Total	2.013	1.912

El incremento del importe correspondiente al apartado de “Tributos” se debe principalmente al registro en 2011 de un importe de 52 millones de euros en las sociedades dependientes de Colombia correspondiente al Impuesto al Patrimonio, que se aprobó con la modificación de la Ley 1370, el cual grava el valor del patrimonio a 1 de enero de 2011, aunque su pago se realizará en 8 cuotas durante los años 2011 a 2014.

En el apartado de “Eficiencia energética” se incluye la aportación de GAS NATURAL FENOSA a las políticas de ahorro y eficiencia energética de acuerdo con el Real Decreto-ley 14/2010 (Nota 2).

Nota 27. Otros resultados

En el ejercicio 2011 corresponde básicamente a la plusvalía obtenida en la enajenación de activos adicionales de distribución en Madrid por un importe de 280 millones de euros (Nota 9) y la plusvalía obtenida en la combinación de negocios de la adquisición de sociedades eólicas a ACS (Nota 30) por un importe de 3 millones de euros. También incluye la minusvalía obtenida en la venta de las distribuidoras eléctricas en Guatemala por 9 millones de euros (Nota 9) y la minusvalía de 4 millones de euros obtenida en la permuta de Eufer (Nota 9).

En el ejercicio 2010 correspondía básicamente a la plusvalía obtenida en la enajenación de diversas sociedades y activos de distribución y suministro de gas en Madrid por un importe de 380 millones de euros (Nota 9) y a la plusvalía obtenida en la enajenación de activos de transporte de electricidad por un importe de 5 millones de euros (Nota 9). También se incluía la minusvalía obtenida en la enajenación de activos de generación eléctrica de México por un importe de 4 millones de euros (Nota 9).

Nota 28. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada del ejercicio 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Dividendos	4	4
Intereses	71	54
Otros	62	60
Total ingresos financieros	137	118
Coste de la deuda financiera	(892)	(924)
Gastos por intereses de pensiones	(39)	(40)
Otros gastos financieros	(142)	(201)
Total gastos financieros	(1.073)	(1.165)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 17)	2	(6)
Diferencias de cambio netas	–	(6)
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	2	44
Resultado financiero neto	(932)	(1.015)

En el epígrafe “Otros gastos financieros” se incluía, en el ejercicio 2010, un importe de 103 millones de euros correspondiente al reconocimiento en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de las comisiones del crédito para la adquisición de Unión Fenosa, que estaban pendientes de imputación a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada, como consecuencia de la cancelación de dicho crédito.

Los resultados por enajenación de instrumentos financieros del ejercicio 2011 corresponden a la plusvalía por la venta de la participación del 15% de la sociedad Ecoenergía de Navarra, S.A. por 1 millón de euros y a la plusvalía por la liquidación de la sociedad Ensafeca Holding Empresarial, S.L. por 1 millón de euros (Nota 7).

Los resultados por enajenación de instrumentos financieros del ejercicio 2010 correspondían a la plusvalía por la venta de la participación del 35% de la sociedad Gas Aragón, S.A. (Nota 7) por 40 millones de euros y por la venta de la participación del 5% de la sociedad Indra Sistemas, S.A. por 4 millones de euros (Nota 8).

Nota 29. Efectivo generado en las operaciones de explotación

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2011 y 2010 es el siguiente:

	2011	2010
Resultado antes de impuestos	2.022	1.883
Ajustes del resultado	2.510	2.857
Amortización del inmovilizado (Nota 5 y 6)	1.750	1.716
Otros ajustes del resultado neto	760	1.141
Resultado financiero (Nota 28)	932	1.015
Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7)	(7)	(5)
Imputación subvenciones a resultados (Nota 14)	(35)	(31)
Otros resultados (Nota 27)	(268)	(370)
Variación neta Provisiones (Nota 15)	138	532
Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión)	(1.298)	(729)
Existencias	(127)	(11)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(619)	(373)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(552)	(345)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	(1.097)	(1.265)
Pago de intereses	(845)	(798)
Cobros de intereses	59	9
Pagos por impuestos sobre beneficios	(311)	(476)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.137	2.746

Nota 30. Combinaciones de negocios

Ejercicio 2011

Durante el ejercicio 2011, se han realizado diversas adquisiciones de sociedades eólicas y de distribución de gas en Italia en línea con los objetivos estratégicos de GAS NATURAL FENOSA.

Adquisición de negocios eólicos de Eufer

Tal y como se indica en la nota 9, como consecuencia del acuerdo de finalización de colaboración que se mantenía con Enel Green Power a través de Eufer, GAS NATURAL FENOSA ha adquirido aproximadamente la mitad del negocio y de los correspondientes activos y pasivos de Eufer, habiéndose transferido en la operación los correspondientes medios humanos y de otro tipo necesarios para la realización de la actividad de generación de energía en régimen especial, por lo que se ha considerado una combinación de negocios y no una adquisición de activos.

El coste de la combinación de negocios neto de la deuda asumida coincide con la valoración a valor razonable, realizada por terceros independientes con el propósito específico de servir como base a la operación. El detalle de los activos netos adquiridos, a su valor en libros de Eufer y a valor razonable es el siguiente:

Coste de la combinación de negocios	286	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	282	
Fondo de comercio (Nota 5)	4	
	Valor razonable	Valor en libros
Otro inmovilizado intangible	204	33
Inmovilizado material	665	665
Otros activos no corrientes	3	3
Otros activos corrientes	39	39
Efectivo y medios líquidos equivalentes	21	21
Total activos	932	761
Intereses minoritarios	6	6
Provisiones no corrientes	2	2
Pasivos financieros no corrientes	546	546
Otros pasivos no corrientes	5	1
Pasivos financieros corrientes	33	33
Otros pasivos corrientes	58	45
Total pasivos	650	633
Valor razonable de los activos netos adquiridos	282	–

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se ha producido, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a las licencias de explotación de los activos recibidos, principalmente parques eólicos. Dado que se ha procedido a efectuar una operación de fusión de las principales participaciones recibidas por parte de GAS NATURAL FENOSA Renovables, S.A. (sociedad dependiente de GAS NATURAL FENOSA), la mayor parte de la mencionada revalorización tiene efecto fiscal.

Adquisición de sociedades eólicas a ACS

Con fecha 30 de junio de 2011 se firmó un contrato de compraventa con el grupo ACS que comprendió la venta de las participaciones directas e indirectas de ACS en cinco parques eólicos ubicados en varias Comunidades Autónomas con una capacidad de 95,5 MW por un precio de 66 millones de euros, así como ciertos derechos de crédito por un importe de 6 millones de euros. Una vez obtenidas las autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas se ha materializado el contrato de compraventa el 12 de septiembre de 2011.

A través de esta adquisición se alcanza una participación del 75% en la sociedad Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L., de la que previamente se disponía del 50% y una participación del 100% de la sociedad matriz Energías Ambientales Easa, S.A. de la que previamente se disponía del 33,33%. Al tratarse de una adquisición por etapas se valoran de nuevo las participaciones previas a valor razonable en la fecha de adquisición. La diferencia entre el valor en libros de la participación previa y su valor razonable ha dado lugar a una plusvalía de 3 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe “Otros resultados” (Nota 27).

El detalle de los activos netos adquiridos, a su coste histórico en libros y a valor razonable es el siguiente:

Coste de la combinación de negocios	66	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	66	
Cambio valor razonable activos adquiridos primera etapa	3	
Plusvalía (Nota 27)	(3)	
	Valor razonable	Valor en libros
Otro inmovilizado intangible	56	–
Inmovilizado material	37	37
Otros activos no corrientes	5	4
Otros activos corrientes	10	10
Efectivo y medios líquidos equivalentes	11	11
Total activos	119	62
Pasivos financieros no corrientes	16	16
Otros pasivos no corrientes	2	2
Pasivos financieros corrientes	6	6
Otros pasivos corrientes	19	19
Total pasivos	43	43
Valor razonable de los activos netos adquiridos	76	–
Intereses minoritarios	(10)	–
Valor razonable de los activos netos adquiridos	66	–

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado consolidado hubiera supuesto un incremento de 13 millones de euros y 2 millones de euros respectivamente.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se ha producido, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a las licencias de explotación de los parques eólicos. Dado que se han iniciado diversas operaciones de fusión de las principales participaciones recibidas por parte de GAS NATURAL FENOSA Renovables, S.A. (sociedad dependiente de GAS NATURAL FENOSA), la mayor parte de la mencionada revalorización tiene efecto fiscal.

Adquisición de sociedades eólicas a Gamesa

Con fecha 28 de noviembre de 2011 se firmó un contrato de compromiso de compraventa con Gamesa Energía para la adquisición del 100% del capital social de Sistemas Energéticos Alto de Seixal, S.A. -sociedad unipersonal-, cuya actividad consiste en la explotación de un parque eólico de 30 MW, por un precio de 11 millones de euros. Una vez obtenidas las autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas se

ha materializado el contrato de compraventa el 28 de diciembre de 2011. Adicionalmente, GAS NATURAL FENOSA y Gamesa Energía han acordado la compraventa de la sociedad Sistemas Energéticos Passanant, S.A., propietaria de un parque eólico de 12 MW cuya entrada en operación está prevista para el ejercicio 2012. Este acuerdo está sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas.

El detalle de los activos netos adquiridos, a su valor en libros de Sistemas Energéticos Alto de Seixal, S.A. y a valor razonable es el siguiente:

Coste de la combinación de negocios		11
Valor razonable de los activos netos adquiridos		11
Fondo de comercio (Nota 5)		–
	Valor razonable	Valor en libros
Otro inmovilizado intangible	12	–
Inmovilizado material	34	34
Otros activos corrientes	4	4
Total activos	50	38
Pasivos financieros no corrientes	39	39
Total pasivos	39	39
Valor razonable de los activos netos adquiridos	11	–

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se ha producido, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a las licencias de explotación de los parques eólicos. Dado que se han iniciado diversas operaciones de fusión de las principales participaciones recibidas por parte de GAS NATURAL FENOSA Renovables, S.A. (sociedad dependiente de GAS NATURAL FENOSA), la mayor parte de la mencionada revalorización tiene efecto fiscal.

Adquisición de sociedad de distribución de gas en Italia

Por último, con fecha 6 de diciembre de 2011 se firmó un contrato de compraventa ejecutado el 22 de diciembre de 2011, del 100% del capital social de la sociedad italiana Favellato Reti, S.R.L., cuya actividad consiste en la distribución de gas natural en las provincias de Foggia, Isernia y Benevento en Italia, por un precio de 10 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos, a su valor en libros de Favellato Reti, S.R.L. y a valor razonable es el siguiente:

Coste de la combinación de negocios		10
Valor razonable de los activos netos adquiridos		10
Fondo de comercio (Nota 5)		–
	Valor razonable	Valor en libros
Otro inmovilizado intangible	9	9
Inmovilizado material	2	2
Total activos	11	11
Pasivos corrientes	1	1
Total pasivos	1	1
Valor razonable de los activos netos adquiridos	10	–

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3.

Ejercicio 2010

Durante el ejercicio 2010, GAS NATURAL FENOSA no llevó a cabo combinaciones de negocios significativas.

Nota 31. Negocios conjuntos

GAS NATURAL FENOSA participa en diferentes negocios conjuntos que cumplen las condiciones indicadas en la nota 3.3.1.b) y que se detallan en el Anexo I. Las participaciones relevantes en negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son las siguientes:

	2011 (%)	2010 (%)		2011 (%)	2010 (%)
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	44,9	44,9	Eléctrica Conquense, S.A.	46,4	46,4
Barras Eléctricas Generación, S.L.	45,0	45,0	Eléctrica Conquense Distribución, S.A.	46,4	46,4
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	19,3	19,3	Gas Natural West Africa, S.L.	40,0	40,0
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Almaraz	11,3	11,3	Nueva Generadora del Sur, S.A.	50,0	50,0
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Trillo	34,5	34,5	Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	50,0	50,0
Comunidad de Bienes Central Térmica de Aceca	50,0	50,0	Subgrupo Eufer	–	50,0
Comunidad de Bienes Central Térmica de Anllares	66,7	66,7	Subgrupo Unión Fenosa Gas	50,0	50,0
EcoEléctrica Holding Ltd y dependientes	50,0	50,0			

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

	A 31.12.11	A 31.12.10
Activos no corrientes	3.729	4.810
Activos corrientes	568	1.006
Activos	4.297	5.816
Pasivos no corrientes	1.166	1.655
Pasivos corrientes	419	993
Pasivos	1.585	2.648
Activos netos	2.712	3.168

	2011	2010
Ingresos	1.222	1.159
Gastos	1.085	1.131
Beneficios después de impuestos	137	28

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. En la información sobre compromisos contractuales de la nota 35 se incluyen los compromisos para la compra de gas de Unión Fenosa Gas y EcoEléctrica LP de 12.052 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (11.353 millones de euros a 31 de diciembre de 2010), los compromisos para la compra de combustible nuclear por importe de 59 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (49 millones de euros a 31 de diciembre de 2010) y los compromisos de pago de arrendamientos operativos por los buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 133 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (91 millones de euros a 31 de diciembre de 2010).

Nota 32. Acuerdos de concesión de servicios

GAS NATURAL FENOSA gestiona diversas concesiones que contienen disposiciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, así como obligaciones de conexión y de suministro de energía durante el periodo de concesión, de acuerdo con la normativa de aplicación (Nota 2). A continuación se detalla el periodo de concesión y el período restante hasta su caducidad de las concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa	Actividad	País	Periodo de concesión	Periodo restante inicial
Gas Natural BAN, S.A.	Distribución de gas	Argentina	35 (prorrogables 10)	16
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A., Ceg Rio, S.A. y Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Distribución de gas	Brasil	30 (prorrogables 20/30)	16-19
Gas Natural, S.A. ESP, Gas Natural del Oriente S.A. ESP, Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP y Gas Natural del Cesar S.A. ESP.	Distribución de gas	Colombia	15-50 (prorrogables 20)	3-36
Gas Natural Distribuzione SpA, Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L., Favellato Reti Gas, S.R.L. y Cilento Reti Gas, S.R.L.	Distribución de gas	Italia	11-30	1-27
Gas Natural México S.A. de C.V. y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distribución de gas	México	30 (prorrogables 15)	16-27
Europe Maghreb Pipeline Ltd	Transporte de gas	Marruecos	25 (prorrogables)	10
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. y Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Generación de electricidad	Costa Rica	20	11-19
Gas Natural SDG, S.A. y GAS NATURAL FENOSA Renovables, S.L.	Generación hidráulica de electricidad	España	14-100	11-52
Red Unión Fenosa, S.A.	Distribución de electricidad	Moldavia	25 (prorrogable)	14
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Distribución de electricidad	Nicaragua	30	19
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriqui, S.A.	Distribución de electricidad	Panamá	15	2

Como se indica en la nota 3.3.3, GAS NATURAL FENOSA aplica la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios", siendo de aplicación el modelo de activo intangible básicamente a las actividades de distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y el modelo de activo financiero a la actividad de generación eléctrica de Costa Rica.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España (Nota 3.3.4.b) se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. En estas concesiones se continúan registrando los activos en el epígrafe “Inmovilizado material”.

Nota 33. Información de las operaciones con partes vinculadas

A los efectos de información de este apartado se consideran partes vinculadas las siguientes:

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

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de GAS NATURAL FENOSA son Criteria CaixaHolding S.A.U., y en consecuencia el Grupo Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (Grupo “la Caixa”), el Grupo Repsol y Catalunya Caixa (hasta el 28 de noviembre de 2011, fecha en que el Consejero designado por esta sociedad presentó su dimisión).

Por otro lado, hasta el 9 de septiembre de 2010 también se consideró accionista significativo al Grupo Gaz de France Suez (Grupo GDF Suez). En esta fecha, el Grupo GDF Suez vendió, mediante un proceso de colocación privada, el 5,01 % de participación en el capital social de Gas Natural SDG, S.A.

- Los administradores y directivos de la sociedad y su familia cercana. El término “administrador” significa un miembro del Consejo de Administración y el término “directivo” significa un miembro del Comité de Dirección. Las operaciones realizadas con administradores y directivos se detallan en la nota 34.
- Las operaciones realizadas entre sociedades o entidades del grupo forman parte del tráfico habitual. El importe de los saldos y transacciones no eliminados en el proceso de consolidación no es significativo. Asimismo, las transacciones con partes vinculadas se han cerrado en condiciones de mercado.

Los importes agregados de operaciones con accionistas significativos en miles de euros son los siguientes:

2011

Gastos e ingresos (en miles de euros)	Grupo “la Caixa”	Grupo Repsol YPF	Catalunya Caixa(*)
Gastos financieros	12.601	–	1.850
Arrendamientos ⁽¹⁾	590	–	–
Recepción de servicios	–	69.586	–
Compra de bienes (terminados o en curso)	–	884.397	–
Otros gastos ⁽²⁾	24.950	–	274
Total gastos	38.141	953.983	2.124
Ingresos financieros	15.617	–	433
Arrendamientos	–	353	–
Prestación de servicios	–	31.159	–
Venta de bienes (terminados o en curso)	–	687.624	–
Otros ingresos	760	–	–
Total ingresos	16.377	719.136	433

2011

Otras transacciones (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol YPF	Catalunya Caixa ^(*)
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	–	3.340	–
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽³⁾	1.040.631	–	–
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos ⁽⁴⁾	623.570	518	–
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁵⁾	550.088	9.918	–
Garantías y avales recibidos	112.500	–	–
Dividendos y otros beneficios distribuidos	118.885	97.755	11.992
Otras operaciones ⁽⁶⁾	1.010.004	–	–

2011

Deudores y acreedores comerciales (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol YPF	Catalunya Caixa ^(*)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	–	7.000	–
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	–	83.100	–

(*) Hasta el 28 de noviembre de 2011.

2010

Gastos e Ingresos (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol YPF	Grupo GDF-Suez ^(**)	Catalunya Caixa
Gastos financieros	10.562	–	–	156
Arrendamientos ⁽¹⁾	2.499	–	–	–
Recepción de servicios	–	67.271	8.530	–
Compra de bienes (terminados o en curso)	–	592.697	142.475	–
Otros gastos ⁽²⁾	21.259	–	129	111
Total gastos	34.320	659.968	151.134	267
Ingresos financieros	433	5	–	33
Arrendamientos	–	1.114	–	–
Prestación de servicios	–	21.766	1.054	–
Venta de bienes (terminados o en curso)	–	479.279	257.053	–
Otros ingresos	688	–	1	–
Total ingresos	1.121	502.164	258.108	33

2010

Otras transacciones (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol YPF	Grupo GDF-Suez(**)	Catalunya Caixa
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	–	6.202	–	–
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽³⁾	452.826	–	–	40.208
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos ⁽⁴⁾	175.507	27	–	–
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	574.132	–	–	50.987
Garantías y avales recibidos	112.500	–	–	70.000
Dividendos y otros beneficios distribuidos	261.528	219.092	36.670	11.799
Otras operaciones ⁽⁶⁾	1.702.046	–	–	9

2010

Deudores y acreedores comerciales (en miles de euros)	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol YPF	Grupo GDF-Suez(**)	Catalunya Caixa
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	–	62.400	–	–
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	–	35.600	–	–

(**) Hasta el 9 de septiembre de 2010.

(1) Las operaciones con el Grupo "la Caixa" corresponden básicamente a los servicios de renting de vehículos y el mantenimiento de los mismos, registrados como arrendamientos operativos de acuerdo a las características de los contratos que, hasta abril de 2011, prestaba una sociedad perteneciente al Grupo "la Caixa".

(2) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.

(3) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.

(4) Incluye básicamente la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el Grupo "la Caixa".

(5) A 31 de diciembre de 2011 las líneas de crédito contratadas con el Grupo "la Caixa" ascendían a 474.914 miles de euros (483.936 miles de euros a 31 de diciembre de 2010), de las que se habían dispuesto 30.316 miles de euros (36.316 miles de euros a 31 de diciembre de 2010). Adicionalmente, el Grupo "la Caixa" mantiene participaciones en créditos sindicados de 300.000 miles de euros (300.000 miles de euros a 31 de diciembre de 2010) y otros préstamos por un importe de 207.665 miles de euros (237.816 miles de euros a 31 de diciembre de 2010). A 31 de diciembre de 2010 las líneas de crédito contratadas con Catalunya Caixa ascendían a 100.000 miles de euros de las que se no se había dispuesto ningún importe y otros préstamos por un importe de 50.987 miles de euros. Adicionalmente, se incluye en este apartado el aumento de capital social liberado en el que el Grupo "la Caixa" y el Grupo Repsol YPF optaron por recibir nuevas acciones de Gas Natural SDG, S.A. (Nota 13).

(6) A 31 de diciembre de 2011 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el Grupo "la Caixa" 566.587 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (1.249.800 miles de euros a 31 de diciembre de 2010) y 443.417 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (452.246 miles de euros a 31 de diciembre de 2010). A 31 de diciembre de 2010 en este mismo apartado se incluían con Catalunya Caixa 9 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés.

Nota 34. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Comité de Dirección

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

De acuerdo con lo dispuesto en los Estatutos Sociales, la sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir, por todos los conceptos, a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 4% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detráido después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fuesen obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4% de su valor nominal.

Los importes percibidos por las funciones distintas de las de supervisión y decisión colegiada de la compañía en concepto de retribución fija, retribución variable y otros conceptos han ascendido respectivamente a 1.012 miles de euros, 966 miles de euros y 3 miles de euros en el ejercicio 2011 (1.012 miles de euros, 1.423 miles de euros y 3 miles de euros en el ejercicio 2010). Adicionalmente, en el ejercicio 2011, se ha percibido un importe de 1.725 miles de euros, de carácter extraordinario y singular, que es un incentivo establecido para premiar el proceso de adquisición e integración de UNION FENOSA que se ha desarrollado desde el ejercicio 2008 hasta la fecha.

El importe percibido por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva (CE), Comisión de Auditoría y Control (CAyC) y Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR), ha ascendido a 4.074 miles de euros (4.085 miles de euros en el ejercicio 2010), según el siguiente detalle expresado en euros:

	Cargo	Consejo	CE	CAyC	CNyR	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550.000	550.000	–	–	1.100.000
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	126.500	126.500	–	12.650	265.650
D. Rafael Villaseca Marco	Consejero delegado	126.500	126.500	–	–	253.000
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	126.500	–	–	–	126.500
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	126.500	126.500	12.650	–	265.650
D. Juan María Nin Génova	Vocal	126.500	126.500	–	–	253.000
D. Juan Rosell Lastortras	Vocal	126.500	–	–	–	126.500
D. Demetrio Carceller Arce	Vocal	126.500	126.500	–	–	253.000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal	126.500	–	12.650	–	139.150
D. Narcís Serra Serra ⁽¹⁾	Vocal	115.000	–	–	–	115.000
D. Ramon Adell Ramon	Vocal	126.500	–	–	–	126.500
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	126.500	–	–	12.650	139.150
D. Felipe González Márquez	Vocal	126.500	–	–	–	126.500
D. Emiliano López Achurra	Vocal	126.500	126.500	–	–	253.000
D. Carlos Losada Marrodán	Vocal	126.500	126.500	12.650	–	265.650
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	126.500	–	–	12.650	139.150
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	126.500	–	–	–	126.500
		2.562.500	1.435.500	37.950	37.950	4.073.900

(1) D. Narcís Serra Serra forma parte del Consejo de Administración hasta el 28/11/2011.

En el ejercicio 2010 también se percibió un importe adicional de 78 miles de euros correspondiente al Consejo de otras sociedades participadas, no habiéndose percibido ningún importe por este concepto en el ejercicio 2011.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos han ascendido a 263 miles de euros en el ejercicio 2011 (262 miles de euros en el ejercicio 2010).

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

El contrato del consejero delegado contiene una cláusula que establece una indemnización que triplica la compensación anual prevista para determinados supuestos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución por el pacto de no competencia poscontractual por un periodo de un año.

Operaciones con administradores

De acuerdo a lo establecido en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se informa tanto de la participación en el capital como de los cargos que ostentan los administradores en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad, al que constituye el objeto social de GAS NATURAL FENOSA.

Administradores y cargo en otras sociedades con análoga o complementaria actividad		Número de acciones y porcentaje en:					
		Gas Natural Fenosa	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Red Eléctrica	Iberdrola
D. Salvador Gabarró Serra Vicepresidente 1º de "la Caixa" Consejero de Caixabank, S.A.	Presidente	3.107 (0,000)	14.371 (0,006)	–	–	10.502 (0,008)	78.434 (0,001)
D. Antonio Brufau Niubó Presidente de Repsol YPF, S.A. Presidente de YPF, S.A.	Vicepresidente	77.276 (0,008) 1.035 (0,000) ⁽¹⁾	–	237.602 (0,019) 1.650 (0,000) ⁽¹⁾	–	–	–
D. Rafael Villaseca Marco Presidente de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Consejero de Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A.	Consejero delegado	12.434 (0,001)	356 (0,000)	646 (0,000)	859 (0,000)	–	2.614 (0,000)
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	7.942 (0,001) 20.714 (0,002) ⁽¹⁾	–	–	–	–	7.459 (0,000)
D. Carlos Kinder Espinosa	Vocal	5.391 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Juan María Nin Génova Director general de "La Caixa" Vicepresidente y consejero delegado de Caixabank, S.A. Vicepresidente de Critería CaixaHolding, S.A.U. Consejero de Repsol-YPF, S.A. Consejero del Grupo financiero INBURSA	Vocal	149 (0,000)	–	242 (0,000)	–	–	–
D. Juan Rosell Lastortras Consejero de Caixabank, S.A.	Vocal	2.000 (0,000) ⁽¹⁾	–	–	–	–	–
D. Demetrio Carceller Arce Presidente de Disa Corporación Petrolífera, S.A. Presidente de Disa Peninsular, S.L.U.	Vocal	2.692 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla Secretario general y consejero de Repsol YPF, S.A. Consejero de YPF, S.A. Consejero de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. Vicepresidente de la Fundación Repsol Miembro de la Comisión de Medioambiente y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC)	Vocal	18.156 (0,002) 998 (0,000) ⁽¹⁾	–	8.038(0,001) 368 (0,000) ⁽¹⁾	–	–	333 (0,000) ⁽¹⁾
D. Ramon Adell Ramon	Vocal	1.000 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	652 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Felipe González Márquez	Vocal	1.812 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Emiliano López Achurra Consejero de Petróleos del Norte, S.A.	Vocal	1.046 (0,000)	–	–	–	–	–
D. Carlos Losada Marrodán Miembro del Consejo de Innoenergy	Vocal	1.924 (0,001) 12.541 (0,001) ⁽¹⁾	–	–	–	–	–
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	6.530 (0,001)	–	–	–	–	–

Administradores y cargo en otras sociedades con análoga o complementaria actividad
Número de acciones y porcentaje en:

		Gas Natural Fenosa	Enagás	Repsol YPF	Endesa	Red Eléctrica	Iberdrola
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena							
Presidente de Repsol Exploración, S.A.							
Presidente de Repsol Sinopec Brasil, S.A.							
Administrador solidario de Repsol Exploración Argelia, S.A.							
Administrador solidario de Repsol Exploración Guinea, S.A.							
Administrador solidario de Repsol Exploración Murzuq, S.A.							
Administrador solidario de Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.							
Administrador solidario de Repsol YPF Oriente Medio, S.A.							
Administrador solidario de Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.							
Director General UPSTREAM Repsol YPF, S.A.	Vocal	1 (0,000)	–	21.353 (0,002)	–	–	–
Administrador único de Repsol Exploración Perú, S.A.							
Administrador único de Repsol Exploración Colombia, S.A.							
Administrador único de Repsol Exploración Atlas, S.A.							
Administrador único de Repsol Exploración Tobago, S.A.							
Administrador único de Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.							
Administrador único de Repsol YPF Ecuador, S.A.							
Administrador único de Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.							
Administrador único de Repsol Exploración Suriname, S.L.							
Administrador único de Exploración Irlanda, S.A.							

(1) Número de acciones poseídas por personas vinculadas.

En las operaciones con partes vinculadas (accionistas significativos) que se han sometido a la aprobación del Consejo, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se han abstenido de votar, en cada caso, aquel o aquellos consejeros que representan a la parte vinculada implicada.

Retribuciones al Comité de Dirección

Los importes percibidos por los miembros del Comité de Dirección en concepto de retribución fija, retribución variable y otros conceptos han ascendido respectivamente a 4.177 miles de euros, 2.405 miles de euros y 72 miles de euros en el ejercicio 2011 (4.210 miles de euros, 3.441 miles de euros y 64 miles de euros en el ejercicio 2010).

Adicionalmente, en el ejercicio 2011, se ha percibido un importe de 3.919 miles de euros, de carácter extraordinario y singular, que es un incentivo establecido para premiar el proceso de adquisición e integración de Unión Fenosa que se ha desarrollado desde el ejercicio 2008 hasta la fecha.

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos han ascendido a 1.811 miles de euros en el ejercicio 2011 (1.745 miles de euros en el ejercicio 2010).

Los miembros del Comité de Dirección de la sociedad no han percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tienen concedidos créditos ni anticipos. Tampoco han recibido acciones ni opciones sobre acciones durante el ejercicio, ni han ejercido opciones ni tienen opciones pendientes de ejercitar. Durante el ejercicio 2010, las indemnizaciones percibidas por extinción del contrato y otros conceptos ascendieron a un importe de 1.853 miles de euros.

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Operaciones con administradores y directivos

Los administradores y directivos no han llevado a cabo, durante los ejercicios 2011 y 2010, operaciones vinculadas ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con la sociedad o con las sociedades del grupo.

Nota 35. Compromisos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2011 GAS NATURAL FENOSA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por importe de 1.223 millones de euros.

Por otro lado, también tenía concedidos avales financieros por un total de 622 millones de euros, de los cuales 245 millones de euros corresponderían a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas.

GAS NATURAL FENOSA estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2011, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.

Compromisos contractuales

Las siguientes tablas presentan los compromisos contractuales de compra y de venta a 31 de diciembre de 2011:

Compra	31 de diciembre de 2011						
	Total	2012	2013	2014	2015	2016	y siguientes
Obligaciones por arrendamientos operativos ⁽¹⁾	818	103	67	49	49	43	507
Obligaciones por compras de energía ⁽²⁾	84.144	8.455	8.078	7.843	7.243	5.914	46.611
Obligaciones por compras de combustible nuclear	59	26	33	–	–	–	–
Obligaciones por transporte de gas natural ⁽³⁾	2.414	185	158	197	202	213	1.459
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	244	154	90	–	–	–	–
Total obligaciones contractuales	87.679	8.923	8.426	8.089	7.494	6.170	48.577

Venta	31 de diciembre de 2011						
	Total	2012	2013	2014	2015	2016	y siguientes
Obligaciones por cesión capacidad ciclos combinados ⁽⁵⁾	4.772	235	243	235	224	293	3.542
Obligaciones por ventas de energía ⁽⁶⁾	22.576	4.588	4.229	3.811	3.103	1.126	5.719
Total obligaciones contractuales	27.348	4.823	4.472	4.046	3.327	1.419	9.261

(1) Refleja básicamente los pagos previstos de arrendamiento operativo de los cinco buques para el transporte de gas natural licuado, que finalizan en el período 2012-2019 y los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques en régimen de arrendamiento financiero indicados en la nota 18. También se incluye el alquiler del edificio Torre del Gas propiedad de Torre Marenstrum, S.L., para el que GAS NATURAL FENOSA tiene un contrato de arrendamiento operativo sin opción de compra por un período de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable a valor de mercado por períodos sucesivos de tres años, con carácter potestativo de GAS NATURAL FENOSA y con carácter obligatorio para Torre Marenstrum, S.L.

(2) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para comprar gas natural bajo los contratos de suministro de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para “uso propio” (Nota 3.3.73). 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 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 2011. También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica (Nota 9), calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2011.

En el mes de noviembre GAS NATURAL FENOSA ha firmado un contrato de aprovisionamiento de gas a largo plazo con el grupo norteamericano Cheniere. Este contrato supondrá la adquisición de aproximadamente 5 bcm anuales de gas durante un período de 20 años a partir de 2017. No se han incluido dichos volúmenes de compra dentro de los compromisos contractuales de la tabla anterior, dado que dicho contrato está sujeto a condiciones suspensivas pendientes de cumplimiento.

(3) Refleja los compromisos a largo plazo (de 20 a 25 años) de transporte de gas calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2011.

(4) Refleja básicamente los compromisos de inversión de proyectos de *upstream* y de infraestructuras de gas.

(5) Refleja los compromisos según los contratos a largo plazo (25 años) de compromiso de capacidad de generación eléctrica en Puerto Rico y México, clasificados como arrendamientos operativos (Nota 3.3.16). Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios a 31 de diciembre 2011.

(6) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para vender gas natural bajo los contratos de ventas de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para “uso propio” (Nota 3.3.73). Se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2011.

Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que GAS NATURAL FENOSA es parte son los siguientes:

Reclamaciones fiscales en España

Como consecuencia de distintos procesos de inspección, en cuanto a los ejercicios fiscales de 1998 a 2005, la Inspección ha venido cuestionando la procedencia de la deducción por actividades de exportación aplicada por GAS NATURAL FENOSA, habiéndose firmado las actas en disconformidad, estando actualmente recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo Central y el Tribunal Supremo. El importe total a pagar, incluyendo intereses, acumulado a 31 de diciembre de 2011 que se derivaría de dichas actas asciende a un total de 265 millones de euros, que está íntegramente provisionado.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado distintas reclamaciones fiscales cuyo importe total, incluyendo intereses, asciende a 250 millones de pesos argentinos (45 millones de euros) en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el período comprendido entre 1993 y 2001, derivadas de la transferencia de redes de distribución por parte de terceros a la sociedad del Grupo Gas Natural BAN, S.A. Todas las reclamaciones han sido impugnadas y se estima obtener un resultado final positivo de dichas impugnaciones. Así la Cámara Nacional de Apelaciones dictó, en el ejercicio 2007, un fallo para el período 1993-1997 por el que ordena dejar sin efecto la Resolución Determinativa de Oficio por la cual la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) reclamó el impuesto supuestamente adeudado, confirmando además la no aplicación de multas. El fallo de la Cámara ha sido apelado ante la Corte Suprema de Justicia.

Reclamaciones fiscales en Brasil

En septiembre de 2005 la Administración Tributaria de Río de Janeiro dejó sin efecto el reconocimiento que había admitido previamente en abril de 2003 para la compensación de los créditos por las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS pagadas por la sociedad del Grupo Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro-CEG. La instancia administrativa confirmó dicha resolución en marzo de 2007, por lo que la sociedad interpuso el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa (Justicia Federal do Rio de Janeiro), que está en trámite. Posteriormente, se ha notificado el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. GAS NATURAL FENOSA considera, junto con los asesores legales de la compañía, que las actuaciones mencionadas no tienen fundamento por lo que no se considera probable la pérdida de estas acciones judiciales. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, actualizado al 31 de diciembre de 2011, asciende a 348 millones de reales brasileños (143 millones de euros).

Reclamación contra Edemet-Edechi (Panamá)

En diciembre de 2010 se notificó la sentencia de primera instancia por la que se condenaba a las Sociedades del Grupo Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste S.A. y a Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí S.A. a indemnizar al demandante en el importe que determinen los peritos y con un máximo de 84 millones de dólares (65 millones de euros). Edemet, Edechi y el demandante han apelado dicha sentencia. Los pretendidos daños se derivarían de un concurso para comprar energía en bloque que convocó la Autoridad de los Servicios Públicos y que fue adjudicado al demandante quien finalmente no fue capaz de cumplir con el contrato por no presentar las garantías exigidas en el pliego.

GAS NATURAL FENOSA considera que las provisiones registradas en estas Cuentas Anuales Consolidadas cubren adecuadamente los riesgos descritos en esta nota, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Nota 36. Honorarios auditores de cuentas

Los honorarios devengados en miles de euros por las distintas sociedades que utilizan la marca PricewaterhouseCoopers son:

(miles de euros)

	2011	2010
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	4.184	4.235
Otros servicios	1.199	1.847
Total honorarios	5.383	6.082

Adicionalmente, en el ejercicio 2011, otras firmas auditoras han prestado a diversas sociedades del grupo los siguientes servicios:

(miles de euros)

	2011	2010
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	237	351
Otros servicios	2	37
Total honorarios	239	388

Nota 37. Medio ambiente

Actuaciones ambientales

Las principales líneas de actuación de GAS NATURAL FENOSA, a lo largo de 2011, se enmarcaron dentro de los valores ambientales corporativos. Estas actuaciones se han orientado fundamentalmente a garantizar el cumplimiento de la legislación, con un riguroso control ambiental de las actividades e instalaciones.

Se siguieron adoptando medidas para compatibilizar el indispensable desarrollo energético con la protección del medio ambiente y, en particular, con la lucha contra los efectos del cambio climático y el uso eficiente de los recursos. Se ha controlado el impacto ambiental de nuestras actividades, se ha preservado la biodiversidad del entorno y se ha impulsado la mejora continua mediante la actualización y revisión de la gestión ambiental, involucrando a nuestros proveedores y fomentando en nuestros clientes el uso responsable de la energía.

GAS NATURAL FENOSA tiene certificada, conforme a la Norma UNE EN ISO 14001 de gestión ambiental, 14.085 MW de generación eléctrica, es decir, el 97% de la potencia instalada que gestiona. Además, tiene certificada la gestión ambiental de la planta de regasificación de Sagunto, la de licuefacción de Damietta (Egipto), la distribución de electricidad de España, Panamá y Moldavia, la distribución y comercialización de gas de España y México, los Servicios Energéticos en España, Unión Fenosa Gas, Metragaz (Marruecos), y los principales centros de trabajo de la compañía. Todas estas instalaciones son auditadas anualmente, tanto interna como externamente.

Por otro lado, siguen adheridas al sistema europeo EMAS las centrales térmicas de carbón, los ciclos combinados de Palos de la Frontera, Sabón y Nueva Generadora del Sur y el sector hidráulico de Tambre-Ulla en Galicia. Esto supone liderar las empresas energéticas en número de centros verificados de acuerdo a este exigente reglamento europeo de gestión ambiental.

En materia de residuos, se ha puesto en marcha el Plan Pre3ver, para establecer y homogeneizar criterios y pautas en la gestión de residuos. Se ha realizado un diagnóstico de la situación actual en la compañía y se ha evaluado la previsión de generación y gestión de residuos durante su período de vigencia (2010-2014). Asimismo, el plan analiza potenciales opciones de minimización, identificando aquellas susceptibles de reducción, acorde con la actividad y/o proceso que la genera, y establece las estrategias básicas y los objetivos a lograr así como las medidas concretas para su consecución.

Las principales inversiones realizadas en el ejercicio 2011 se han dirigido a la realización de mejoras en la eficiencia energética de centrales hidráulicas y actuaciones en materia de compensación de las emisiones de NO_x. Así mismo, se han realizado inversiones para la renovación de redes de distribución de gas con el fin de reducir las fugas a la atmósfera.

Adicionalmente, GAS NATURAL FENOSA ha realizado desembolsos ambientales relacionados con la prevención de la contaminación, la protección atmosférica, la gestión del agua, la gestión de los residuos, la calidad de suelos, la elaboración de estudios de impacto ambiental y de planes de vigilancia ambiental.

Todas estas actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2011 han alcanzado un total de 99 millones de euros, de los que 58 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 42 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental.

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

Emisiones

El Consejo de Ministros aprobó, con fecha 14 de noviembre de 2007, la asignación individual de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012, resultando para GAS NATURAL FENOSA una asignación de 47,1 millones de toneladas, según el siguiente detalle:

(mtCO ₂)	2008	2009 ^(*)	2010	2011	2012
Derechos de emisión asignados	2.884	11.447	11.220	11.026	10.519

(*) A partir del ejercicio 2009 se incluyen los derechos de emisión asignados a Unión Fenosa.

En 2011 las emisiones totales de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de GAS NATURAL FENOSA afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 13,4 millones de toneladas de CO₂ (10,5 millones de toneladas de CO₂ en 2010).

GAS NATURAL FENOSA realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período 2008-2012 y post Kyoto, adquiriendo los derechos y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono, en los que tiene una inversión comprometida de aproximadamente 60 millones de euros.

Asimismo, GAS NATURAL FENOSA ha registrado en Naciones Unidas diez proyectos de MDL y se han revalidado dos periodos crediticios en sendos proyectos. Además, el grupo dispone de otros proyectos MDL para su validación en distintos grados de avance basados en la generación con fuentes renovables, la implantación de sistemas de cogeneración, la reducción de emisiones en redes de gas o en la sustitución de combustibles por otros menos intensivos en carbono.

Nota 38. Acontecimientos posteriores al cierre

Con posterioridad al cierre del ejercicio, se han aprobado por el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico tres emisiones por un importe total de 787 millones de euros, estando previsto su desembolso a principios del mes de febrero. El importe estimado que corresponde a GAS NATURAL FENOSA asciende a 94 millones de euros.

Anexo I. Sociedades de GAS NATURAL FENOSA

1. Sociedades dependientes

Sociedad	País	Actividad
Gas Natural Almacенamientos Andalucía, S.A.	España	Almacenamiento de gas
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Aprovisionamiento de gas
Sagane, S.A.	España	Aprovisionamiento de gas
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Colombia	Comercialización de electricidad
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Colombia	Comercialización de electricidad
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Comercialización de gas
Gas Natural Europe, S.A.S.	Francia	Comercialización de gas
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Italia	Comercialización de gas
Natural Energy, S.A. ⁽¹⁾	Argentina	Comercialización de gas
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	España	Comercialización de gas y electricidad
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad
GEM Suministro de Gas 3, S.L.	España	Comercialización de gas y electricidad
GEM Suministro de Gas SUR 3, S.L.	España	Comercialización de gas y electricidad
Unión Fenosa Comercial, S.L.	España	Comercialización de gas y electricidad
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Nicaragua	Distribución de electricidad
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Nicaragua	Distribución de electricidad
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	España	Distribución de electricidad
Electra de Abusejo, S.L.	España	Distribución de electricidad
Electra del Jallas, S.A.	España	Distribución de electricidad
Electrificadora del Caribe S.A, E.S.P.	Colombia	Distribución de electricidad
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriqui, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad
Red Unión Fenosa, S.A.	Moldova	Distribución de electricidad
Unión Fenosa Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad
Ceg Río, S.A.	Brasil	Distribución de gas
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	México	Distribución de gas
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	Distribución de gas
Favellato Reti Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	1	21	(4)	–
I.G.	100,0	95	(11)	165	–
I.G.	85,4	–	5	(2)	–
I.G.	85,4	1	(2)	(7)	–
I.G.	60,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	6	(12)	–
I.G.	100,0	2	9	4	–
I.G.	100,0	–	–	2	–
I.G.	100,0	4	5	(1)	–
I.G.	100,0	2	30	(10)	–
I.G.	100,0	2	6	11	–
I.G.	100,0	2	(1)	2	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	10	101	(25)	–
I.G.	72,3	80	(40)	(4)	–
I.G.	73,7	62	(55)	(6)	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	1	(1)	–	–
I.G.	99,9	–	40	6	–
I.G.	85,4	964	(164)	(13)	–
I.G.	51,0	18	(3)	11	–
I.G.	51,0	71	(3)	30	–
I.G.	100,0	7	144	22	–
I.G.	100,0	833	1.773	315	(200)
I.G.	59,6	41	97	37	(41)
I.G.	86,8	128	(62)	12	–
I.G.	54,2	212	276	100	(104)
I.G.	100,0	1	9	–	–
I.G.	61,6	33	10	5	–

1. Sociedades dependientes (continuación)

Sociedad	País	Actividad
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural BAN, S.A. ⁽¹⁾	Argentina	Distribución de gas
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural Cegas, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Distribución de gas
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.	Italia	Distribución de gas
Gas Natural México, S.A. de CV (1)	México	Distribución de gas
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas
Berrybank development Pty, Ltd	Australia	Energía
Crookwell development Pty, Ltd	Australia	Energía
Hawkesdale development Pty, Ltd	Australia	Energía
Ryan Corner development Pty, Ltd	Australia	Energía
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Exploración y producción hidrocarburos
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Exploración y producción hidrocarburos
Clover Financial and Treasury Services, Ltd.	Irlanda	Financiera
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	Financiera
Unión Fenosa Finance B.V.	Países Bajos	Financiera
Unión Fenosa Financiación, S.A.	España	Financiera
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc.	Estados Unidos	Financiera
Unión Fenosa Preferentes, S.A.	España	Financiera
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	Generación de electricidad
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Generación de electricidad
Boreas Eólica 2, S.A.	España	Generación de electricidad

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	100,0	12	41	18	–
I.G.	70,0	215	(127)	7	(13)
I.G.	95,0	27	20	11	–
I.G.	90,1	6	79	26	–
I.G.	99,7	25	68	28	–
I.G.	45,8	1	14	4	–
I.G.	100,0	383	(104)	32	(1)
I.G.	21,7	3	5	1	–
I.G.	32,2	9	16	10	(9)
I.G.	100,0	81	794	277	(175)
I.G.	100,0	33	177	18	–
I.G.	86,8	471	(137)	33	–
I.G.	87,5	3	9	5	–
I.G.	100,0	15	46	10	–
I.G.	59,1	11	136	100	–
I.G.	90,0	4	27	10	–
I.G.	93,9	2	–	–	–
I.G.	93,9	5	1	–	–
I.G.	93,9	2	1	–	–
I.G.	93,9	3	1	–	–
I.G.	100,0	9	22	(21)	–
I.G.	100,0	4	43	(3)	–
I.G.	100,0	–	613	30	(73)
I.G.	100,0	–	–	8	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	1	2	(1)	–
I.G.	100,0	–	1	–	(1)
I.G.	100,0	–	735	17	(15)
I.G.	51,0	9	–	5	–
I.G.	76,0	–	–	–	–
I.G.	89,6	3	5	2	–

1. Sociedades dependientes (continuación)

Sociedad	País	Actividad
Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	México	Generación de electricidad
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L	España	Generación de electricidad
Energías Ambientales de Novo, S.A.	España	Generación de electricidad
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Generación de electricidad
Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	España	Generación de electricidad
Energías Ambientales Easa, S.A.U.	España	Generación de electricidad
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Generación de electricidad
Energías Especiales Alcoholeras, S.A.	España	Generación de electricidad
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica de Cordales, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Eólica de Cordales Bis, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal Lda	Portugal	Generación de electricidad
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación de electricidad
Fenosa Wind, S.L.	España	Generación de electricidad
Fenosa, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Fuerza y Energía BII Hioxo, S.A. DE C.V.	México	Generación de electricidad
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	México	Generación de electricidad
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V.	México	Generación de electricidad
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A de C.V	México	Generación de electricidad
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	México	Generación de electricidad
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Fenosa Renovables Andalucía, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Fenosa Renovables Castilla la Mancha, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Wind 4, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Wind 6, S.L.	España	Generación de electricidad
Gas Natural Wind Canarias, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Generación Panamá, S.A.	Panamá	Generación de electricidad
Generadora Palamara La Vega, S.A.	Rep. Dominicana	Generación de electricidad
Iberáfrica Power Ltd.	Kenia	Generación de electricidad

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	100,0	32	(84)	–	–
I.G.	68,0	3	1	1	–
I.G.	100,0	2	–	–	–
I.G.	97,5	1	–	2	–
I.G.	100,0	5	1	3	–
I.G.	100,0	16	3	3	–
I.G.	90,0	1	–	–	–
I.G.	82,3	–	–	(1)	–
I.G.	78,4	–	–	–	–
I.G.	85,0	–	–	–	–
I.G.	85,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	75,0	3	6	4	–
I.G.	85,0	2	–	–	–
I.G.	100,0	2	–	–	–
I.G.	100,0	41	(14)	–	–
I.G.	100,0	49	7	(2)	–
I.G.	100,0	131	(29)	1	–
I.G.	100,0	54	(9)	8	–
I.G.	100,0	156	14	19	–
I.G.	100,0	4	7	(7)	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	90	343	31	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	60,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	4	63	16	–
I.G.	71,7	16	2	(3)	–

1. Sociedades dependientes (continuación)

Sociedad	País	Actividad
JGC Cogeneración Daimiel, S.L.	España	Generación de electricidad
Lantarón Energía, S.L.	España	Generación de electricidad
M&D Generación 1, S.L.U.	España	Generación de electricidad
Sistemas Energéticos Alto do Seixal, S.A.U.	España	Generación de electricidad
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.	España	Generación de electricidad
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	Generación de electricidad
Societat Eòlica de l'Énderrocada, S.A.	España	Generación de electricidad
Tratamiento Integral de Almazán, S.L.	España	Generación de electricidad
Tratamiento Cinca Medio, S.L.	España	Generación de electricidad
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.	Costa Rica	Generación de electricidad
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Costa Rica	Generación de electricidad
UTE La Energía Gas Natural Electricidad	España	Generación de electricidad
Zemer Energía, S.A. de C.V.	México	Generación de electricidad
Hispanogalaica de Extracciones, S.L.	España	Minería
Kangra Coal (Proprietary), Ltd.	Sudáfrica	Minería
Lignitos de Meirama, S.A.	España	Minería
Pizarras Mahide, S.L.	España	Minería
Unión Fenosa Minería, S.A.	España	Minería
Welgedacht Exploration Company Ltd	Sudáfrica	Minería
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A.	Italia	Regasificación de gas
Natural Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	México	Servicios
Administradora de Servicios de Energía México, S.A. de CV	México	Servicios
Almar Ccs, S.A.	Costa Rica	Servicios
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	España	Servicios
Cedifil Cored Wire, S.L.	España	Servicios
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	España	Servicios
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V.	México	Servicios
Gas Natural Servicios Colombia Ltda.	Colombia	Servicios
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S.	Colombia	Servicios
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	97,6	1	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	(1)	–	–
I.G.	94,4	1	2	1	–
I.G.	60,0	1	3	1	–
I.G.	80,0	6	3	2	–
I.G.	90,0	3	3	2	–
I.G.	80,0	2	1	1	–
I.G.	65,0	25	–	4	–
I.G.	65,0	–	5	–	–
I.G.	100,0	4	–	–	–
I.G.	50,0	–	(1)	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	70,0	–	98	58	(21)
I.G.	100,0	23	16	2	–
I.G.	100,0	1	–	–	–
I.G.	100,0	11	169	15	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	17	(1)	(1)	–
I.G.	100,0	4	28	2	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	86,8	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	98,5	4	1	1	–
I.G.	98,5	3	8	–	–
I.G.	87,0	–	1	–	–
I.G.	59,0	–	1	2	–
I.G.	100,0	1	–	–	–
I.G.	86,8	6	2	1	–

1. Sociedades dependientes (continuación)

Sociedad	País	Actividad
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	Servicios
General de Edificios y Solares, S.L.	España	Servicios
Inversiones Hermill, S.A.	Rep. Dominicana	Servicios
Natural Servicios, S.A. ⁽¹⁾	Argentina	Servicios
Serviconfort Colombia, S.A.	Colombia	Servicios
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. ⁽¹⁾	México	Servicios
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V.	México	Servicios
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.U.	España	Servicios profesionales
Gas Natural Informática, S.A.	España	Servicios profesionales
M&D Energy Market, S.L.U.	España	Servicios profesionales
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Servicios profesionales
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U.	Madagascar	Servicios profesionales
Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd	Uganda	Servicios profesionales
Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	España	Servicios profesionales
Proyectos de Ingeniería la Joya, S.A. (Costa Rica)	Costa Rica	Servicios profesionales
Socoin, S.A (Guatemala)	Guatemala	Servicios profesionales
Socoin Colombia, S.A.S.	Colombia	Servicios profesionales
Socoin INC (Puerto Rico)	Puerto Rico	Servicios profesionales
Socoin México, S.A. de C.V.	México	Servicios profesionales
Socoin, S.A (Panamá)	Panamá	Servicios profesionales
Socoinve, C.A	Venezuela	Servicios profesionales
Soluziona Technical Services, Llc.	Egipto	Servicios profesionales
Soluziona, S.A. (Bolivia)	Bolivia	Servicios profesionales
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V.	México	Servicios profesionales
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC	Arabia Saudí	Servicios profesionales
Gas Natural International, Ltd.	Irlanda	Sociedad de cartera
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	España	Sociedad de cartera
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera
Caribe Capital B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A. (Panamá)	Panamá	Sociedad de cartera
First Independent Power (Kenya), Ltd.	Kenia	Sociedad de cartera

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	100,0	2	3	(2)	–
I.G.	100,0	34	54	9	–
I.G.	100,0	1	(1)	–	–
I.G.	100,0	2	(1)	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	87,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	1	39	2	–
I.G.	100,0	20	7	4	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	7	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	1	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	1	–
I.G.	100,0	8	(6)	1	–
I.G.	100,0	–	1	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	–	1	1	–
I.G.	100,0	–	–	–	–
I.G.	100,0	6	8	–	(7)
I.G.	100,0	32	1	1	–
I.G.	95,0	–	(3)	16	–
I.G.	100,0	–	252	14	(12)
I.G.	100,0	110	9	21	(13)
I.G.	89,6	–	13	–	–

1. Sociedades dependientes (continuación)

Sociedad	País	Actividad
Gas Natural SDG Argentina, S.A. ⁽¹⁾	Argentina	Sociedad de cartera
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	Sociedad de cartera
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera
Gas Natural Italia S.P.A.	Italia	Sociedad de cartera
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	Sociedad de cartera
Holding Gasinmex, S.A. de C.V ⁽¹⁾	México	Sociedad de cartera
Invergás, S.A ⁽¹⁾	Argentina	Sociedad de cartera
La Energía, S.A.	España	Sociedad de cartera
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	Sociedad de cartera
Unión Fenosa International B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera
Unión Fenosa México B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera
Unión Fenosa México, S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera
Unión Fenosa Minería B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), LTD	Sudáfrica	Sociedad de cartera
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Australia	Sociedad de cartera
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	España	Telecomunicaciones
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Colombia, S.A.	Colombia	Telecomunicaciones
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Guatemala, S.A.	Guatemala	Telecomunicaciones
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Nicaragua)	Nicaragua	Telecomunicaciones
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Panamá)	Panamá	Telecomunicaciones
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Telecomunicaciones
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	Reino Unido	Transporte de gas
Metragaz, S.A.	Marruecos	Transporte de gas

(1) El porcentaje de participación es el correspondiente a las acciones de titularidad legal y el correspondiente al compromiso de recompra de acciones por los porcentajes indicados en la nota 18, que también se asignan a la sociedad dominante.

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.G.	100,0	104	(24)	1	–
I.G.	100,0	3	(3)	–	–
I.G.	100,0	350	166	17	–
I.G.	100,0	–	1	1	–
I.G.	100,0	2	(1)	–	–
I.G.	82,7	302	–	–	–
I.G.	100,0	61	46	2	–
I.G.	100,0	11	4	2	–
I.G.	100,0	10	2	–	–
I.G.	100,0	174	212	209	(175)
I.G.	100,0	5	19	–	–
I.G.	100,0	128	306	–	(1)
I.G.	100,0	472	(184)	14	–
I.G.	100,0	–	142	15	(14)
I.G.	100,0	–	72	15	(21)
I.G.	93,9	18	1	–	–
I.G.	100,0	21	28	24	–
I.G.	88,2	1	5	3	–
I.G.	100,0	–	5	3	–
I.G.	100,0	–	1	1	–
I.G.	90,2	2	7	3	–
I.G.	66,7	–	–	–	–
I.G.	72,6	–	193	159	(75)
I.G.	72,3	3	1	1	–

2. Sociedades de control conjunto

Sociedad	País	Actividad
Repsol–Gas Natural LNG, S.L.	España	Aprovisionamiento y transporte
CH4 Energía S.A. de C.V.	México	Comercialización de gas y transporte
Transnatural S.R.L. de C.V.	México	Comercialización de gas y transporte
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	España	Distribución de electricidad
Eléctrica Conquense de Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad
Albidona Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Distribución de gas
Gas Natural West África, S.L.	España	Exploración y producción hidrocarburos
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Exploración y producción hidrocarburos
Gas Directo, S.A.	España	Gas
Gasífica, S.A.	España	Gas
Infraestructuras de Gas, S.A.	España	Gas
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	Gas
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Gas
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Gas
Spanish Egiptian Gas Company S.A.E.	Egipto	Gas
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	España	Gas
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	Gas
Unión Fenosa Gas Infraestructures B.V.	Holanda	Gas
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Gas
Alas Capital & Gas Natural S.A.	España	Generación de electricidad
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Generación de electricidad
Castrios, S.A.	España	Generación de electricidad
Centrales Nucleares Almaraz–Trillo, A.I.E	España	Generación de electricidad
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Generación de electricidad
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Generación de electricidad
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación de electricidad
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de electricidad
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Generación de electricidad
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L.	España	Generación de electricidad

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.P.	50,0	2	–	1	–
I.P.	43,4	1	7	2	–
I.P.	43,4	10	(34)	(9)	–
I.P.	44,9	16	69	16	–
I.P.	46,4	1	3	1	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	3	–	–	–
I.P.	44,3	1	–	–	–
I.P.	40,0	14	2	(4)	–
I.P.	39,0	–	–	–	–
I.P.	30,0	7	(1)	–	–
I.P.	55,0	2	10	1	–
I.P.	42,5	–	–	9	(5)
I.P.	50,0	3	(1)	(5)	–
I.P.	50,0	–	6	(5)	–
I.P.	21,3	2	1	15	(13)
I.P.	40,7	1	–	–	–
I.P.	40,0	336	(61)	34	–
I.P.	50,0	–	(1)	(1)	–
I.P.	50,0	2	13	41	–
I.P.	50,0	–	6	(6)	–
I.P.	50,0	33	455	272	(235)
I.P.	40,0	–	–	–	–
I.P.	44,9	1	2	–	–
I.P.	33,3	2	2	1	–
I.P.	19,3	–	–	–	–
I.P.	40,0	5	5	4	–
I.P.	36,3	17	3	6	–
I.P.	50,0	10	29	15	–
I.P.	47,5	63	58	59	(12)
I.P.	50,0	–	–	–	–
I.P.	50,0	–	–	–	–

2. Sociedades de control conjunto (continuación)

Sociedad	País	Actividad
Eólicos Singulares 2005, S.A.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 12, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 13, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 14, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 15, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 16, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 21, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 22, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 23, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 24, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 71, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 72, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana 73, S.L.	España	Generación de electricidad
Eólica Tramuntana, S.L.	España	Generación de electricidad
Eufer-Caetano Energías Renovaveis, Lda	Portugal	Generación de electricidad
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Generación de electricidad
Molinos del Linares, S.A.	España	Generación de electricidad
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Generación de electricidad
Montouto 2000, S.A.	España	Generación de electricidad
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Generación de electricidad
O Novo Aquilón, S.L.	España	Generación de electricidad
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Generación de electricidad
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Generación de electricidad
Toledo PV, A.E.I.E	España	Generación de electricidad
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Servicios
UTE ESE Clece-Gas Natural	España	Servicios
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Servicios profesionales
EcoEléctrica Holding, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera
EcoEléctrica Limited	Islas Caimán	Sociedad de cartera
Alliance, S.A.	Nicaragua	Telecomunicaciones
Biogás Doña Juana, S.A. ESP	Colombia	Tratamiento y aprovechamiento del biogás

Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
		Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
I.P.	49,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	54,0	–	–	–	–
I.P.	33,3	3	2	2	–
I.P.	25,0	–	–	–	–
I.P.	50,0	10	8	10	–
I.P.	49,0	6	4	2	–
I.P.	50,0	96	48	(11)	–
I.P.	60,0	–	–	–	–
I.P.	50,0	–	–	–	–
I.P.	54,0	–	–	–	–
I.P.	33,3	–	1	–	–
I.P.	46,4	3	3	1	–
I.P.	50,0	–	–	–	–
I.P.	41,2	4	17	4	–
I.P.	47,5	63	20	–	(20)
I.P.	47,5	1	–	–	–
I.P.	49,9	–	–	–	–
I.P.	49,8	2	1	(1)	–

3. Activos y operaciones controladas conjuntamente

Nombre	País	Actividad	% de participación total
Boquerón	España	Exploración y producción	4,5
Casablanca	España	Exploración y producción	9,5
Chipirón	España	Exploración y producción	2,0
Montanazo	España	Exploración y producción	17,1
Morcín-1	España	Exploración	20
Villaviciosa	España	Exploración	70
Bezana/Beguenzo	España	Exploración	60
Murcia-Siroco	España	Exploración	40,0
Rodaballo	España	Exploración y producción	4,0
Sestao Knutsen	España	Transporte de gas natural licuado	50,0
Ibérica Knutsen	España	Transporte de gas natural licuado	50,0
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	España	Generación eléctrica	34,5
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	España	Generación eléctrica	11,3
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	España	Generación eléctrica	66,7
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca	España	Generación eléctrica	50,0
Gassi-Chergui	Argelia	Exploración	30,0
Tánger Larrache	Marruecos	Exploración	40,0

4. Sociedades asociadas

Sociedad	País	Actividad	Método de consolidación	% de participación total	Patrimonio neto			
					Capital	Reservas	Resultados 2011	Dividendo a cuenta
Kromschroeder, S.A.	España	Contadores	P.E.	42,5	1	10	–	–
Qalhat LNG S.A.O.C.	Omán	Gas	P.E.	3,7	55	18	188	(47)
Regasificadora del Noroeste, S.A.	España	Gas	P.E.	10,5	48	5	16	–
Enervent, S.A.	España	Generación de electricidad	P.E.	26,0	2	6	1	–
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Generación de electricidad	P.E.	20,0	3	2	1	–
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Generación de electricidad	P.E.	18,0	2	2	2	–
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A.	España	Gestión residuos	P.E.	49,0	32	3	3	–
3G Holdings Limited	Reino Unido	Holding	P.E.	10,0	–	–	–	–
Torre Marenstrum, S.L.	España	Inmobiliaria	P.E.	45,0	5	13	1	–
Bluemobility System, S.L.	España	Servicios	P.E.	20,0	–	1	(1)	–
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Servicios	P.E.	29,0	–	–	–	–

Anexo II. Variaciones en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2011 fueron las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Energías Especiales de Andalucía, S.L.	Adquisición	12 de enero	7,5	50,0	Proporcional
Clece, S.A., Dragados S.A., Socoin S.A.U y Gas Natural Servicios SDG, S.A. UTE	Constitución	31 de enero	50,0	50	Proporcional
O & M Energy Uganda Limited.	Constitución	4 de febrero	100,0	100,0	Global
Gas Natural Finance, BV	Liquidación	15 de marzo	100,0	–	–
JGC Cogeneración Daimiel, S.L.	Constitución	11 de febrero	97,6	97,6	Global
Red Unión Fenosa, S.A.	Adquisición	24 de abril	6,0	100,0	Global
Gem de Suministro Gas 3, S.L.	Constitución	9 de mayo	100,0	100,0	Global
Gem de Suministro Gas SUR 3, S.L.	Constitución	9 de mayo	100,0	100,0	Global
Generación Limpia Guatemala, S.A.	Enajenación	19 de mayo	100,0	–	–
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A.	Enajenación	19 de mayo	100,0	–	–
Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A.	Enajenación	19 de mayo	100,0	–	–
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.	Enajenación	19 de mayo	92,8	–	–
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.	Enajenación	19 de mayo	90,8	–	–
Unión Fenosa Wind Australia Pty. Lda.	Adquisición	31 de mayo	1,0	92,4	Global
Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Eólica del Cordal de Montouto, S.L.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Energías Especiales Espina, S.L.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Eólica Galaicoasturiana, S.A.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	Adquisición	27 de mayo	45,6	76,0	Global
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	Adquisición	27 de mayo	41,2	82,3	Global
Vientos del Noroeste, S.A.U.	Adquisición	27 de mayo	49,9	100	Global
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	Adquisición	27 de mayo	45,0	90,0	Global
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Adquisición	27 de mayo	39,2	78,3	Global
Parque Eólico Cabo Vilano, S.L.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100	Global
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.A.	Adquisición	27 de mayo	25,0	50,0	Proporcional
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Adquisición	27 de mayo	22,6	45,2	Proporcional
Cogeneración del Noroeste, S.L.	Adquisición	27 de mayo	20,0	40	Proporcional
Energías Ambientales Easa, S.A.	Adquisición	27 de mayo	16,7	33,3	Proporcional
Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	Adquisición	27 de mayo	16,7	33,3	Proporcional
Energías Ambientales de Novo, S.A.	Adquisición	27 de mayo	16,7	33,3	Proporcional
Societat Eòlica de L' Enderrocada, S.A.	Adquisición	27 de mayo	13,3	26,7	Proporcional
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Punta de las Olas Eólica Marina, S.LU.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal Lda.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Prius Enerólica, S.L.U.	Adquisición	27 de mayo	50,0	100,0	Global
Eufer-Caetano Energías Renovaveis, Lda.	Adquisición	27 de mayo	25,5	51,0	Proporcional
ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Andaluza de Energía Solar Primera, S.L.	Enajenación	27 de mayo	30,4	–	–
Andaluza de Energía Solar Quinta, S.L.	Enajenación	27 de mayo	30,0	–	–
Andaluza de Energía Solar Tercera, S.L.	Enajenación	27 de mayo	30,0	–	–
Aprovechamientos Eléctricos, S.A.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Áridos Energías Especiales, S.L.	Enajenación	27 de mayo	21,0	–	–
Azucarera Energías, S.A.	Enajenación	27 de mayo	20,0	–	–
Barbao, S.A.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Boiro Energía, S.A.	Enajenación	27 de mayo	20,0	–	–
Depuración, destilación y reciclaje, S.L.	Enajenación	27 de mayo	20,0	–	–
Energías Especiales Alto Ulloa, S.A.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales de Andalucía, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales de Careón, S.A.	Enajenación	27 de mayo	39,0	–	–
Energías Especiales de Gata, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales de Padul, S.L.U.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	Enajenación	27 de mayo	25,0	–	–
Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.U.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales Noroeste, S.A.U.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales Peña Armada, S.A.	Enajenación	27 de mayo	40,0	–	–
Energías Especiales Santa Bárbara, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales Valencianas, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Energías Especiales Montes de San Sebastian, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Eufer Operación, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Parque Eólico Belmonte, S.A.	Enajenación	27 de mayo	25,0	–	–
Parque Eólico de Capelada, A.I.E.	Enajenación	27 de mayo	25,0	–	–
Parque Eólico de Corullón, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Parque Eólico de San Andrés, S.A.	Enajenación	27 de mayo	41,0	–	–
Parque Eólico Malpica, S.A.	Enajenación	27 de mayo	18,0	–	–
Parque Eólico Montes de las Navas, S.A.	Enajenación	27 de mayo	10,0	–	–

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	Enajenación	27 de mayo	50,0	–	–
Proyectos Universitarios Energías Renovables, S.L.	Enajenación	27 de mayo	17,0	–	–
Sistemas Energéticos Mañón Ortiguera, S.A.	Enajenación	27 de mayo	48,0	–	–
Ufeyys, S.L.	Enajenación	27 de mayo	20,0	–	–
Energías de Villarubia, S.L.	Enajenación	27 de mayo	10,0	–	–
Enerlasa, S.A.	Enajenación	27 de mayo	22,0	–	–
Sotavento Galicia, S.A.	Enajenación	27 de mayo	9,0	–	–
Tirmadrid, S.A.	Enajenación	27 de mayo	9,0	–	–
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A.	Adquisición	30 de junio	11,2	91,2	Global
Bis Distribución de Gas, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	–	–
3G Holdings Limited	Adquisición	30 de junio	7,5	10,0	Participación
Holding Gasinmex, S.A. de C.V.	Ampliación	30 de junio	–	82,7	Global
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Disminución	22 de julio	16,0	72,3	Global
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Disminución	22 de julio	16,0	73,7	Global
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A.	Enajenación	18 de agosto	91,2	–	–
Unión Fenosa Chile Limitada	Enajenación	18 de agosto	100,0	–	–
Unión Fenosa Renovables Limitada	Enajenación	18 de agosto	100,0	–	–
Ufacex Uk Holdings, Ltd	Liquidación	31 de agosto	100,0	–	–
Energías Ambientales Easa, S.A.U.	Adquisición	12 de septiembre	66,7	100,0	Global
Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	Adquisición	12 de septiembre	–	100,0	Global
Energías Ambientales de Novo, S.A.	Adquisición	12 de septiembre	–	100,0	Global
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Adquisición	12 de septiembre	–	97,5	Global
Societat Eòlica de L' Enderrocada, S.A.	Adquisición	12 de septiembre	–	80,0	Global
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	Adquisición	12 de septiembre	25,0	75,0	Global
Unión Fenosa Wind Australia Pty. Lda.	Adquisición	26 de octubre	1,5	93,9	Global
Eólica de Cordales, S.L.U.	Constitución	31 de octubre	100,0	100,0	Global
Eólica de Cordales Bis, S.L.U.	Constitución	31 de octubre	100,0	100,0	Global
Bis Suministro de Gas, S.L.	Liquidación	10 de octubre	100,0	–	–
Bis Suministro de Gas Sur, S.L.	Liquidación	21 de noviembre	100,0	–	–
Energy Way Produção de Energia, Ltda	Enajenación	8 de noviembre	100,0	–	–
Dawn Energy-Produção de Energia Unipesoal, Ltda	Enajenación	8 de noviembre	100,0	–	–
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Liquidación	10 de noviembre	100,0	–	–
Eufer-Caetano Energías Renovaveis, Lda	Adquisición	5 de diciembre	3,0	54,0	Proporcional
Favellato Reti Gas, SRL	Adquisición	6 de diciembre	100,0	100,0	Global

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	Liquidación	15 de diciembre	50,0	–	–
Ensafeca Holding Empresarial, S.L.	Liquidación	22 de diciembre	18,5	–	–
Sistemas Energéticos Alto do Seixal, SAU	Adquisición	30 de diciembre	100,0	100,0	Global
Electricaribe Mypimes de Energía, S.A. ESP	Liquidación	30 de diciembre	85,0	–	–

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2010 fueron las siguientes:

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S	Constitución	10 de marzo	100,0	100,0	Global
Electrificadora del Caribe, S.A. E.S.P	Adquisición	31 de marzo	4,1	85,4	Global
Madrileña Red de Gas, S.A.	Enajenación	30 de abril	100,0	–	–
Madrileña Suministro de Gas SUR 2010, S.L.	Enajenación	30 de abril	100,0	–	–
Madrileña Suministro Gas 2010, S.L.	Enajenación	30 de abril	100,0	–	–
Madrileña Servicios Comunes, S.L.	Enajenación	30 de abril	100,0	–	–
Central Anahuac, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Central Lomas del Real, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Central Vallehermoso S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Central Saltillo, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Electricidad Águila Altamira, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Gasoducto del Río, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.	Enajenación	25 de mayo	100,0	–	–
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	Constitución	24 de junio	37,0	37,0	Proporcional
Hispano Galaica de Extracciones, S.L.	Constitución	30 de junio	100,0	100,0	Global
Eólica Tramuntana, S.L.	Constitución	5 de julio	60,0	60,0	Proporcional
Energía Termosolar los Monegros, S.L.	Adquisición	14 de julio	40,0	45,0	Proporcional
Sistema Eléctrico de conexión Valcaire, S.L.	Constitución	17 de julio	10,6	10,6	Proporcional
Hotel Naturaleza Tambre, S.L.	Liquidación	19 de julio	100,0	–	–
M&D Generación 1, S.L.U.	Constitución	21 de julio	100,0	100,0	Global
M&D Energy Market, S.L.U.	Constitución	21 de julio	100,0	100,0	Global
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	Adquisición	30 de julio	25,0	50,0	Proporcional
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Adquisición	14 de septiembre	16,0	62,0	Global
Berrybank Development Pty Ltd	Constitución	21 de septiembre	91,0	91,4	Global

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos/dados de baja	% de derechos de voto tras la operación	Método de integración tras la operación
Cilento Reti Gas, S.r.l.	Constitución	13 de octubre	60,0	60,0	Proporcional
Unión Fenosa Wind Australia PtY, Ltd	Adquisición	18 de octubre	80,0	91,4	Global
Crookwell Developmet PtY, Ltd	Adquisición	18 de octubre	80,0	91,4	Global
Hawkesdale Development Pty Ltd	Adquisición	18 de octubre	80,0	91,4	Global
Ryan Corner Development Pty Ltd	Adquisición	18 de octubre	80,0	91,4	Global
Limeisa International Coal, B.V.	Liquidación	28 de octubre	100,0	–	–
Portal del Instalador, S.A.	Liquidación	2 de noviembre	100,0	–	–
Eólica Tramuntana 12, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 13, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 14, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 15, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 16, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 21, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 22, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 23, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 24, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 71, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 72, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
Eólica Tramuntana 73, S.L.	Constitución	3 de diciembre	60,0	60,0	Proporcional
BIS Distribución de Gas, S.A.	Constitución	3 de diciembre	100,0	100,0	Global
BIS Suministro de Gas, S.A	Constitución	3 de diciembre	100,0	100,0	Global
BIS Suministro de Gas SUR, S.A	Constitución	3 de diciembre	100,0	100,0	Global
Bluemobility System, S.L	Constitución	15 de diciembre	20,0	20,0	Participación
Molinos de Valdebezana, S.A.	Adquisición	17 de diciembre	60,0	100,0	Global
Gas Aragón, S.A	Enajenación	17 de diciembre	35,0	–	–
Unión Fenosa Distribución Colombia, BV	Liquidación	21 de diciembre	100,0	–	–
ElectroCosta Mipymes de Energía, S.A. ESP	Liquidación	28 de diciembre	100,0	–	–
UTE GNS-Dalkia Energía y Servicios	Liquidación	31 de diciembre	50,0	–	–

Anexo III. Sociedades del grupo fiscal Gas Natural

Las sociedades pertenecientes al grupo fiscal Gas Natural son las siguientes:

Gas Natural SDG, S.A.	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	Gas Natural Informática, S.A.
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.
BIS Suministro de Gas, S.A.	Gas Natural Rioja, S.A.
BIS Suministro de Gas SUR, S.A.	Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
Boreas Eólica 2, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Cedifil Cored Wire, S.L.	Gas Natural Transporte SDG, S.L.
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A.	Gas Natural Wind 4, S.L.U.
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	Gas Natural Wind Canarias, S.L.U.
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	Gas Navarra, S.A.
Electra de Abusejo, S.L.	GEM Suministro de Gas 3, S.L.
Electra del Jallas, S.A.	GEM Suministro de Gas SUR 3, S.L.
Eólica de Cordales Bis, S.L.U.	Generación Peninsular, S.L.
Eólica de Cordales, S.L.U.	General de Edificios y Solares, S.L.
Fenosa Wind, S.L.	Hispanogalaica de Extracciones, S.L.
Fenosa, S.L.U.	La Energía, S.A.
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Andalucía, S.A.	Lignitos de Meirama, S.A.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	M&D Energy Market, S.L.U.
Gas Natural Capital Markets, S.A.	M&D Generación 1, S.L.U.
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	Molinos de Valdebezana, S.A.U.
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.
Gas Natural Cegas, S.A.	Pizarras Mahide, S.L.
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Sagane, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Tratamiento Cinca Medio, S.L.
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Tratamiento Integral de Almazán, S.L.
Gas Natural Exploración, S.L.	Unión Fenosa Comercial, S.L.
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.U.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables Andalucía, S.L.U.	Unión Fenosa Financiación, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables Castilla La Mancha, S.L.U.	Unión Fenosa Internacional, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	Unión Fenosa Minería, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	Unión Fenosa Preferentes, S.A.

Informe de Gestión consolidado

1. Evolución de los negocios

Análisis del ejercicio 2011

El Resultado neto atribuible a la sociedad dominante del ejercicio 2011 aumenta en un 10,3% respecto al del mismo período del año anterior y se sitúa en 1.325 millones de euros.

El Ebitda consolidado del ejercicio alcanza los 4.645 millones de euros y aumenta un 3,8% respecto al del año anterior, apoyado en la excelencia operativa y el equilibrio aportado por el perfil de negocio de GAS NATURAL FENOSA permitiendo compensar la contribución al Ebitda de las desinversiones realizadas.

A pesar de unas menores plusvalías contabilizadas por venta de activos con respecto al 2010, el beneficio neto del año 2011 se sitúa en 1.325 millones de euros y aumenta un 10,3% respecto al del año 2010. Además del desarrollo de las operaciones, la reducción de la deuda y contención del gasto financiero ha sido uno de los principales impulsores de este crecimiento.

Los resultados obtenidos en el contexto mencionado ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de GAS NATURAL FENOSA, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

GAS NATURAL FENOSA firma un contrato de aprovisionamiento con la compañía estadounidense Cheniere por cerca de 5 bcm anuales de GNL, con libertad de destino.

GAS NATURAL FENOSA materializa con Gamesa el cierre de la compra de un parque eólico en Lugo y el acuerdo para la compra de otro en Tarragona, que suman una potencia instalada de 42 megavatios (MW).

Asimismo, el 13 de septiembre de 2011 se materializó la compraventa de las participaciones directas e indirectas de ACS en determinados parques eólicos con una capacidad de generación de 95,5 megavatios (MW).

GAS NATURAL FENOSA aumenta en un 10,9% la cantidad total destinada a dividendo a cuenta del ejercicio 2011 y distribuye un dividendo de 0,363 euros por acción el pasado 9 de enero de 2012.

Las desinversiones realizadas, la solidez y equilibrio del perfil de negocio, así como una estricta disciplina inversora están permitiendo normalizar progresivamente el nivel de endeudamiento, situándose en el 54,5% al 31 de diciembre de 2011, especialmente eficiente al estar caracterizado por una estructura, coste y vencimientos ajustados al perfil de los negocios de GAS NATURAL FENOSA.

Principales magnitudes económicas

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	21.076	19.630	7,4
Ebitda	4.645	4.477	3,8
Beneficios de explotación	2.947	2.893	1,9
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	1.325	1.201	10,3
Inversiones	1.514	1.553	(2,5)
Deuda financiera neta (a 31/12)	17.294	19.102	(9,5)

Principales magnitudes físicas

Distribución de gas y electricidad

	2011	2010	%
Distribución de gas (GWh)	395.840	411.556	(3,8)
Europa	204.809	210.561	(2,7)
Ventas de gas a tarifa	2.730	2.741	(0,4)
ATR	202.079	207.820	(2,8)
Latinoamérica	191.031	200.995	(5,0)
Ventas de gas a tarifa	114.559	128.141	(10,6)
ATR	76.472	72.854	5,0
Distribución de electricidad (GWh)	54.067	54.833	(1,4)
Europa	36.361	36.831	(1,3)
Ventas de electricidad a tarifa	2.445	2.372	3,1
ATR	33.916	34.459	(1,6)
Latinoamérica	17.706	18.002	(1,6)
Ventas de electricidad a tarifa	16.789	16.979	(1,1)
ATR	917	1.023	(10,4)
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	11.372	11.361	0,1
Europa	5.490	5.696	(3,6)
Latinoamérica	5.882	5.665	3,8
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	8.133	9.436	(13,8)
Europa	4.568	4.535	0,7
Latinoamérica	3.565	4.901	(27,3)
TIEPI (minutos)	42	61	(31,1)

Negocios energéticos

	2011	2010	%
Energía eléctrica producida (GWh)	56.354	58.130	(3,1)
España	38.081	38.338	(0,7)
Hidráulica	2.892	4.752	(39,1)
Nuclear	4.378	4.325	1,2
Carbón	4.464	772	478,2
Fuel-gas	–	32	–
Ciclos combinados	23.967	25.928	(7,6)
Renovables	2.380	2.529	(5,9)
Internacional	18.273	19.792	(7,7)
Hidráulica	118	116	1,7
Ciclos combinados	16.362	17.985	(9,0)
Fuel-gas	1.793	1.691	6,0
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.392	17.254	(10,8)
España	12.760	14.637	(12,8)
Hidráulica	1.901	1.860	2,2
Nuclear	595	589	1,0
Carbón	2.048	2.048	–
Fuel-gas	157	617	(74,6)
Ciclos combinados	6.998	8.565	(18,3)
Renovables	1.061	958	10,8
Internacional	2.632	2.617	0,6
Hidráulica	22	22	–
Ciclos combinados	2.289	2.274	0,7
Fuel-gas	321	321	–
Suministro de gas (GWh)	308.725	305.704	1,0
España	236.992	250.885	(5,6)
Resto	71.733	54.819	30,9
Unión Fenosa Gas ⁽¹⁾			
Comercialización de gas en España (GWh)	56.937	59.518	(4,3)
Comercialización de gas Internacional (GWh)	26.503	27.774	(4,6)
Transporte de gas-Empl (GWh)	111.855	109.792	1,9

(1) Magnitudes al 100%.

Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	2011	%s/total	2010	%s/total	% 2011/2010
Distribución de gas	4.063	19,3	4.154	21,2	(2,2)
España	1.240	5,9	1.299	6,6	(4,5)
Latinoamérica	2.585	12,3	2.645	13,5	(2,3)
Resto	238	1,1	210	1,1	13,3
Distribución de electricidad	3.418	16,2	3.272	16,7	4,5
España	922	4,4	884	4,5	4,3
Latinoamérica	2.290	10,9	2.200	11,2	4,1
Resto	206	1,0	188	1,0	9,6
Electricidad	6.443	30,6	6.470	33,0	(0,4)
España	5.452	25,9	5.420	27,6	0,6
Latinoamérica	865	4,1	954	4,9	(9,3)
Resto	126	0,6	96	0,5	31,6
Gas	9.903	47,0	8.791	44,8	12,6
Infraestructuras	289	1,4	264	1,3	9,5
Aprovisionamiento y comercialización	8.603	40,8	7.678	39,1	12,0
Unión Fenosa Gas	1.011	4,8	849	4,3	19,1
Otras actividades	650	3,1	584	3,0	11,3
Ajustes de consolidación	(3.401)	(16,1)	(3.641)	(18,5)	(6,6)
Total	21.076	100,0	19.630	100,0	7,4

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2011 asciende a 21.076 millones de euros y registra un aumento del 7,4% respecto al del año anterior, principalmente por el crecimiento de la actividad de aprovisionamiento y comercialización.

Ebitda⁽¹⁾

	2011	%s/total	2010	%s/total	% 2011/2010
Distribución de gas	1.587	34,2	1.620	36,2	(2,0)
España	896	19,3	915	20,4	(2,1)
Latinoamérica	621	13,4	635	14,2	(2,2)
Resto	70	1,5	70	1,6	–
Distribución de electricidad	1.016	21,9	1.062	23,7	(4,3)
España	680	14,6	645	14,4	5,4
Latinoamérica	306	6,6	390	8,7	(21,5)
Resto	30	0,6	27	0,6	11,1
Electricidad	1.068	23,0	1.252	28,0	(14,7)
España	809	17,4	974	21,8	(16,9)
Latinoamérica	245	5,3	263	5,9	(6,8)
Resto	14	0,3	15	0,3	(6,7)
Gas	905	19,1	472	10,5	91,7
Infraestructuras	184	4,0	191	4,3	(3,7)
Aprovisionamiento y comercialización	444	9,6	57	1,3	678,9
Unión Fenosa Gas	277	6,0	224	5,0	23,7
Otras actividades	69	1,5	71	1,6	(2,8)
Total	4.645	100,0	4.477	100,0	3,8

(1) Ebitda=Beneficio de explotación+Amortizaciones+Provisiones operativas-Otros resultados.

El Ebitda consolidado del ejercicio 2011 alcanza los 4.645 millones de euros, con un aumento del 3,8% respecto al del año anterior, en un entorno macroeconómico, energético y financiero muy exigente, gracias al adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional y que han compensado la contribución al Ebitda de las desinversiones realizadas durante 2010 y 2011.

Las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, en España (33,9%) e internacional (22,1%), representan en su conjunto un 56,0% del Ebitda de GAS NATURAL FENOSA.

La actividad de electricidad en España representa un 17,4% del Ebitda consolidado.

Resultado de explotación

	2011	%s/total	2010	%s/total	% 2011/2010
Distribución de gas	1.149	39,0	1.184	40,9	(3,0)
España	612	20,8	626	21,6	(2,2)
Latinoamérica	494	16,8	516	17,8	(4,3)
Resto	43	1,5	42	1,5	2,4
Distribución de electricidad	616	20,9	618	21,4	(0,3)
España	459	15,6	420	14,5	9,3
Latinoamérica	133	4,5	177	6,1	(24,9)
Resto	24	0,8	21	0,7	14,3
Electricidad	356	12,1	550	19,0	(35,3)
España	203	6,9	387	13,4	(47,5)
Latinoamérica	144	4,9	154	5,3	(6,5)
Resto	9	0,3	9	0,3	–
Gas	622	21,1	231	8,0	169,3
Infraestructuras	119	4,0	141	4,9	(15,6)
Aprovisionamiento y comercialización	383	13,0	12	0,4	3.091,7
Unión Fenosa Gas	120	4,1	78	2,7	53,8
Otras actividades	204	6,9	310	10,7	(34,2)
Total	2.947	100,0	2.893	100,0	1,9

Las dotaciones a amortizaciones aumentan un 2,0% mientras que las dotaciones a provisiones descienden en 22 millones de euros hasta los 216 millones de euros. A pesar de unos resultados procedentes de la enajenación de inmovilizados inferiores a los del año anterior, el beneficio operativo aumenta en un 1,9% y se sitúa en 2.947 millones de euros.

Resultado financiero

El coste de la deuda financiera neta de 2011 es de 849 millones de euros, inferior al del año anterior debido a que comparativamente con 2010 la deuda bruta media ha sido algo inferior (básicamente, en el primer semestre del año) y a la remuneración obtenida por el mantenimiento de un mayor saldo de tesorería y otros medios líquidos equivalentes. Tanto la reducción de la deuda bruta como el incremento de tesorería son consecuencia del proceso de desinversión realizado durante el año 2010 y 2011, así como los cobros por la titulización del déficit de tarifa y la generación de caja de los propios negocios de la compañía.

Impuesto sobre beneficios

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

El gasto por impuesto sobre las ganancias se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva del ejercicio 2011 ha ascendido al 24,5% frente a un 24,9% en el mismo período del año anterior. La diferencia entre la tasa impositiva teórica y la tasa efectiva corresponde a la aplicación de deducciones fiscales básicamente por la reinversión de beneficios extraordinarios de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones de la normativa de defensa de la competencia.

Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en Empl, a las sociedades participadas en Colombia, a las sociedades de distribución de gas en Brasil y a las sociedades de distribución y generación eléctrica en Panamá.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2011 asciende a 201 millones de euros, cifra 13 millones de euros inferior a la del año anterior debido fundamentalmente a los resultados provenientes de las actividades en Colombia afectadas por el impacto de la reciente reforma tributaria como se explica en el análisis de los resultados por actividades.

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2011	2010	%
Inversiones materiales	1.230	1.394	(11,8)
Inversiones en activos intangibles	176	149	18,1
Inversiones financieras	108	10	–
Total inversiones	1.514	1.553	(2,5)

Las inversiones materiales e intangibles del período alcanzan los 1.406 millones de euros, con un descenso del 8,9% respecto a las del año anterior, debido fundamentalmente a la finalización del programa de construcción de centrales de ciclo combinado. Por otro lado es de destacar el incremento de las inversiones en negocios regulados, fundamentalmente en la distribución de gas (+21,3%) que incluye la adquisición de los activos de distribución y de transporte secundario a la sociedad Distribuidora Sureuropea de Gas.

Las inversiones financieras de 2011 incluyen la adquisición a ACS de sus participaciones en 6 sociedades de parques eólicos y que ha permitido pasar a tener una participación mayoritaria en las mismas, y la adquisición a Gamesa del parque eólico Altos do Seixal, situado en Galicia.

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

	2011	2010	%
Distribución de gas	445	367	21,3
España	260	221	17,6
Latinoamérica	149	108	38,0
Resto	36	38	(5,3)
Distribución de electricidad	490	466	5,2
España	340	313	8,6
Latinoamérica	133	137	(2,9)
Resto	17	16	6,3
Electricidad	258	512	(49,6)
España	211	361	(41,6)
Latinoamérica	47	149	(68,5)
Resto	–	2	–
Gas	62	67	(7,5)
Infraestructuras	32	22	45,5
Aprovisionamiento y comercialización	20	19	5,3
Unión Fenosa Gas	10	26	(61,5)
Otras actividades	151	131	15,3
Total inversiones materiales e inmateriales	1.406	1.543	(8,9)

GAS NATURAL FENOSA destina el 66,5% de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, lo que permite afianzar la contribución de dichas actividades al Ebitda consolidado.

En el ámbito geográfico, España sigue siendo el principal destinatario de la inversión con el 70% de las inversiones consolidadas.

En Latinoamérica, Brasil, México y Colombia siguen siendo los principales focos de inversión en la región.

Análisis de resultados por segmentos

Distribución gas España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, 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 el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, GAS NATURAL FENOSA se comprometió a desinvertir determinados activos de distribución de gas.

En este sentido, el 30 de abril de 2010 se materializó la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 507.726 puntos de suministro y 3.491 km de redes de distribución. Asimismo y siguiendo con los compromisos con la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) por la compra de Unión Fenosa, el 30 de junio de 2011 se cerró la venta de otros 304.456 puntos de suministro de gas natural con un consumo de 1.439 GWh en la Comunidad de Madrid que han sido adquiridos por el grupo Madrileña Red de Gas, por un importe de 450 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 280 millones de euros. Por ambas operaciones la comparativa entre ejercicios presenta importantes variaciones originada por estas ventas de activos.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.240	1.299	(4,5)
Aprovisionamientos	(12)	(18)	(33,3)
Gastos de personal, neto	(71)	(67)	6,0
Otros gastos/ingresos	(261)	(299)	(12,7)
Ebitda	896	915	(2,1)
Dotación a la amortización	(284)	(289)	(1,7)
Dotación a provisiones	–	–	–
Beneficios de explotación	612	626	(2,2)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 1.240 millones de euros y el Ebitda se sitúa en 896 millones de euros.

Principales magnitudes

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

	2011	2010	%
Ventas–ATR (GWh)	201.231	207.174	(2,9)
Red de distribución (km)	43.871	44.931	(2,4)
Incremento de puntos de suministro, en miles	81	84	(3,6)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.050	5.274	(4,2)

GAS NATURAL FENOSA continúa con la expansión de su red de distribución y el número de puntos de suministro.

Con fecha 28 de febrero del 2011 se adquirió a la sociedad Distribuidora Sureuropea de Gas (Grupo Corporación Llorente) unos activos de distribución y de transporte secundario en las Comunidades Autónomas de Andalucía y Castilla-La Mancha valorados en 27 millones de euros y que se corresponden a 101 km de red con 4 puntos de suministro de uso industrial.

Con fecha 31 de diciembre de 2011 se publicó la Orden IET/3587/2011 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2012. Esta orden mantiene el sistema de cálculo de la retribución de distribución de acuerdo a la modificación del año anterior con la actualización de la retribución para 2012 con el IPH real de octubre 2011. La retribución reconocida a GAS NATURAL FENOSA para el ejercicio 2012 en las actividades de distribución y transporte asciende a 1.119 millones de euros.

Distribución gas Latinoamérica

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

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.585	2.645	(2,3)
Aprovisionamientos	(1.659)	(1.748)	(5,1)
Gastos de personal, neto	(89)	(81)	9,9
Otros gastos/ingresos	(216)	(181)	19,3
Ebitda	621	635	(2,2)
Dotación a la amortización	(113)	(112)	0,9
Dotación a provisiones	(14)	(7)	100,0
Beneficios de explotación	494	516	(4,3)

El Ebitda alcanza los 621 millones de euros, con una reducción del 2,2% respecto al año anterior. La actividad crece de forma sólida, pese a considerar resultados atípicos acontecidos durante 2010 y aspectos climatológicos que han producido un descenso radical en el despacho de gas para la centrales térmicas de Brasil, cortes de suministros en los mercados industrial y gas natural vehicular en Colombia, así como una disminución del consumo doméstico en México. Aislado estos efectos y las variaciones del tipo del cambio el Ebitda aumentaría en un 4,9%.

Destaca la aportación de Brasil y Colombia representando entre ambos países el 80,0% del total de Ebitda, absorbiendo el negocio de distribución de gas en Colombia el impacto de la reciente reforma tributaria, donde se aprobó la modificación de la Ley 1370 que contempla el denominado Impuesto al Patrimonio que grava el valor del patrimonio a 1 de enero de 2011, aunque su pago se realizará en 8 cuotas durante los años 2011 a 2014.

Adicionalmente, y como consecuencia de la ola invernal acaecida, tras ser declarado el estado de emergencia económica y social, se promulgó el Decreto 4825 mediante el cual se crea una sobretasa del 25% de este impuesto con el objeto de obtener recursos que permitan afrontar los efectos de las graves inundaciones en las zonas afectadas.

El importe neto de la cifra de negocio alcanza los 2.585 millones de euros y registra una disminución del 2,3%.

Principales magnitudes

A continuación se muestran las principales magnitudes físicas del negocio de distribución de gas en Latinoamérica:

	2011	2010	%
Ventas actividad de gas (GWh)	191.031	200.995	(5,0)
Ventas de gas a tarifa	114.559	128.141	(10,6)
ATR	76.472	72.854	5,0
Red de distribución (km)	65.831	64.492	2,1
Incremento de puntos de suministro, en miles	217	243	(10,7)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.882	5.665	3,8

Las principales magnitudes físicas por países en 2011 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh)	76.172	49.810	17.345	47.704	191.031
Incremento vs. 2010 (%)	2,1	(22,4)	7,3	3,7	(5,0)
Red de distribución	23.312	6.137	19.463	16.919	65.831
Incremento vs. 31/12/2010 (km)	307	131	453	448	1.339
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.492	842	2.291	1.257	5.882
Incremento vs. 31/12/2010, en miles	34	25	108	50	217

En el ejercicio 2011 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas al mercado domestico-comercial alcanza los 5.882.000. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento interanual con un incremento de 217.145 puntos de suministro, destacando Colombia con un aumento de 108.000.

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 191.031 GWh con un descenso del 5,0% respecto a las ventas registradas en el año anterior. Esta leve reducción es consecuencia principalmente de las menores ventas de generación eléctrica en Brasil, al haber permanecido las reservas de agua de 2011 en niveles muy superiores a las de 2010.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.339 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 65.831 km a finales de diciembre de 2011 con un crecimiento del 2,1%.

Cabe destacar los siguientes aspectos en relación con la actividad en el área:

- En Argentina se continúa en negociación con la Administración para la aplicación de un nuevo marco tarifario. El ritmo de crecimiento de la base de clientes y ventas de gas es del 2%, continuando la fuerte contención de gastos ante un escenario de alta inflación que alcanza niveles del 23,4%.
- La evolución del negocio en Brasil presenta un crecimiento en el incremento neto de clientes de un 55%, siendo las puestas en servicio un 19% superior al 2010 debido a la fuerte expansión inmobiliaria que está siendo impulsada por los programas sociales llevados a cabo por el gobierno brasileño.
- En Colombia se han incrementado las ventas de gas un 7% por la mayor base de clientes, principalmente en los mercados doméstico, comercial, industrial y ATR, al mismo tiempo que ha crecido el consumo medio doméstico.
- En México el crecimiento de puestas en servicio es de un 18% respecto al año anterior, lo que significa un incremento de 78.099 nuevos clientes.

Distribución gas resto (Italia)

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	238	210	13,3
Aprovisionamientos	(129)	(103)	25,2
Gastos de personal, neto	(14)	(15)	(6,7)
Otros gastos/ingresos	(25)	(22)	13,6
Ebitda	70	70	–
Dotación a la amortización	(23)	(22)	4,5
Dotación a provisiones	(4)	(6)	(33,3)
Beneficios de explotación	43	42	2,4

Las operaciones de distribución y comercialización de gas en Italia representan una contribución al Ebitda de 70 millones de euros, con un aumento del 5,4% respecto al año anterior, una vez ajustados en 2010 los 3 millones de euros de retribución relativos al 2009 según Resolución del Regulador de noviembre de 2010.

En dichos términos, la mejora del Ebitda está asociada, principalmente, al incremento del margen de venta como consecuencia de la comercialización con gas natural de los contratos de GAS NATURAL FENOSA. En este sentido en el año 2011 se ha regasificado en la planta de Panigaglia quince buques de gas natural licuado por un total de 5.373 GWh.

Principales magnitudes

	2011	2010	%
Ventas actividad de gas (GWh)	3.578	3.387	5,6
Ventas de gas a tarifa	2.730	2.741	(0,4)
ATR	848	646	31,3
Red de distribución (km)	6.736	5.849	15,2
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	440	422	4,3

GAS NATURAL FENOSA en Italia alcanza la cifra de 440.297 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, un 4,3% superior a la cifra al 31 de diciembre de 2010.

El 22 de diciembre de 2011 Gas Natural Distribuzione Italia ha adquirido el grupo Favellato Reti Gas que agrupa 22 municipios en el Sur-Oeste de Italia con 9.669 puntos de suministro.

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.578 GWh, con un aumento del 5,6% respecto al año 2010.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2011 es de 6.736 km con un incremento de 887 km en los últimos doce meses. Al aumento de la red ha contribuido la adquisición del grupo Favellato Reti que ha añadido 324 km.

Distribución electricidad España

El negocio en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de GAS NATURAL FENOSA.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	922	884	4,3
Aprovisionamientos	–	–	–
Gastos de personal, neto	(114)	(108)	5,6
Otros gastos/ingresos	(128)	(131)	(2,3)
Ebitda	680	645	5,4
Dotación a la amortización	(220)	(213)	3,3
Dotación a provisiones	(1)	(12)	(91,7)
Beneficios de explotación	459	420	9,3

El 31 de diciembre de 2011 se publica en el BOE la Orden IET/3586/2011 por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas a las instalaciones del régimen especial, así como los ingresos regulados asociados a las actividades de transporte, distribución y gestión comercial del acceso.

En la citada orden, se contempla la retribución definitiva del año 2010 y las retribuciones provisionales del año 2011 y 2012. La retribución de la actividad de distribución, provisional del 2011, supone un aumento en el entorno del 4% respecto a la definitiva del año 2010 en tanto que la retribución a la gestión comercial del acceso se mantiene en los mismos valores del 2010.

En concreto, la retribución inicial reconocida a GAS NATURAL FENOSA para el ejercicio 2012 asciende a 862 millones de euros para las actividades de distribución y gestión comercial del acceso y 41 millones de euros para las actividades de transporte.

Por todo lo comentado, el importe neto de la cifra de negocios registra un aumento del 4,3% respecto al año anterior y que responde al comportamiento ya comentado de los ingresos regulados de la actividad y, por otra parte, a la evolución del resto de ingresos (alquiler equipos de medida, derechos de conexión, etc.).

El gasto de personal recurrente se mantiene en los valores del año 2010 (absorbiendo incluso parte de los ajustes por convenio) y el aumento que se aprecia en cuadro adjunto se debe a gasto no recurrente y no homogéneo con año anterior.

En el apartado de otros gastos/ingresos, se aprecian las mejoras de eficiencia captadas a través de la mejora de los procesos y ello permite la consecución de un Ebitda de 680 millones de euros lo que supone un aumento del 5,4% respecto al año anterior.

Principales magnitudes

	2011	2010	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	33.916	34.465	(1,6)
Ventas de electricidad a tarifa	–	6	–
ATR	33.916	34.459	(1,6)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.748	3.719	0,8
TIEPI (minutos)	42	61	(31,1)

La energía suministrada (ATR) recoge la disminución del consumo que se ha puesto de manifiesto en todo el ámbito nacional y que es consecuencia, además del entorno económico del momento, a una climatología de los últimos meses del año muy benigna (temperaturas muy suaves).

El buen comportamiento de las instalaciones, como consecuencia del proceso inversor llevado a cabo en los últimos años y los planes permanentes de mantenimiento de las instalaciones, conjuntamente con un año favorable desde la perspectiva climatológica, ha permitido que no se hayan generado incidencias relevantes en las instalaciones. En este contexto, el TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) ha registrado una mejora de casi 20 minutos, respecto al año anterior que ya había marcado un registro muy favorable, y se sitúa a cierre de ejercicio en tan solo 42 minutos.

El perfil evolutivo de los indicadores de calidad de servicio y, asimismo, el de los parámetros asociados a la eficiencia energética de la red, ponen de manifiesto el acierto de los planes inversores que se están llevando a cabo, la acertada arquitectura de la red implantada y la alta dedicación de recursos, humanos y económicos, en las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

Desde el 1 de junio de 2011 deja de incorporarse al perímetro de consolidación el negocio de distribución de electricidad en Guatemala por haberse llevado a cabo su enajenación.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.290	2.200	4,1
Aprovisionamientos	(1.723)	(1.580)	9,1
Gastos de personal, neto	(42)	(54)	(22,2)
Otros gastos/ingresos	(219)	(176)	24,4
Ebitda	306	390	(21,5)
Dotación a la amortización	(71)	(89)	(20,2)
Dotación a provisiones	(102)	(124)	(17,7)
Beneficios de explotación	133	177	(24,9)

El Ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 306 millones de euros, un 21,5% inferior con respecto al año anterior. Sin considerar el efecto del tipo de cambio, la desinversión de las sociedades de distribución eléctrica de Guatemala y la coyuntura climatológica, el Ebitda crecería en un 6,8%.

Esta tendencia atípica del área está provocada en parte por el negocio de distribución en Colombia, donde se aprobó la modificación de la Ley 1370 que contempla el denominado Impuesto al Patrimonio, el cual grava el valor del patrimonio a 1 de enero de 2011, aunque su pago se realizará en 8 cuotas durante los años 2011 a 2014.

Adicionalmente, y como consecuencia de la ola invernal acaecida, tras ser declarado el estado de emergencia económica y social, se promulgó el Decreto 4825 mediante el cual se crea una sobretasa del 25% de este impuesto con el objeto de obtener recursos que permitan afrontar los efectos de las graves inundaciones en las zonas afectadas. Esta excepción meteorológica afectó fuertemente a la demanda y a los precios de la energía, que a través del *pass-through* tuvieron un impacto importante en la tarifa, así como a la eficacia en la ejecución de los planes operativos en las zonas afectadas. El Ebitda del negocio de distribución en Colombia aislando estos efectos se incrementa un 4,6%.

En mayo de 2011 GAS NATURAL FENOSA acordó con el fondo de inversión británico Actis la venta de sus participaciones en las distribuidoras Deorsa y Deocsa responsables de la distribución eléctrica en toda Guatemala a excepción de la capital y los departamentos de Sacatepéquez y Escuintla, así como sus participaciones en otras sociedades con actividades energéticas en el país. El precio acordado fue de 345 millones de dólares. Como consecuencia de esta desinversión, el negocio de distribución de electricidad en Guatemala sólo contribuye al Ebitda de Distribución electricidad en Latinoamérica durante los cinco primeros meses del año.

El fuerte incremento del precio del fuel #6 ha supuesto un mayor coste de las pérdidas no reconocidas. Con fecha 15 de junio de 2011 se aprobó en Nicaragua una subida tarifaria del 41,9% que permitió recoger parcialmente dicho aumento. Con el fin de que este incremento no afecte a los consumidores finales, la tarifa ha recibido un financiamiento, siendo cancelado una vez entren en operación los proyectos de generación en base a fuentes de energía renovable.

Principales magnitudes

	2011	2010	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	17.706	18.002	(1,6)
Ventas de electricidad a tarifa	16.789	16.979	(1,1)
ATR	917	1.023	(10,4)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.565	4.901	(27,3)

Las ventas de actividad de electricidad alcanzan los 17.706 GWh con un descenso moderado del 1,6% a pesar de la desinversión en Guatemala.

Las principales magnitudes físicas por países en 2011 son las siguientes:

	Colombia	Guatemala	Nicaragua	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	10.524	833	2.584	3.765	17.706
Incremento vs. 2010 (%)	4,2	(56,9)	6,6	6,2	(1,6)
Puntos de suministro, en miles	2.224	–	849	492	3.565
Incremento vs. 31/12/2010, en miles	26	(1.422)	41	19	(1.336)
Índice de pérdidas de red (%)	18,3	17,2	20,6	10,2	–

Los planes de reducción de pérdidas se han comportado conforme a lo previsto, a excepción de Colombia donde las inundaciones provocaron dificultades y retrasos en su ejecución.

Distribución electricidad resto (Moldavia)

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de GAS NATURAL FENOSA en Moldavia representa el 70% del total del país.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	206	188	9,6
Aprovisionamientos	(157)	(143)	9,8
Gastos de personal, neto	(8)	(7)	14,3
Otros gastos/ingresos	(11)	(11)	–
Ebitda	30	27	11,1
Dotación a la amortización	(6)	(5)	20,0
Dotación a provisiones	–	1	–
Beneficios de explotación	24	21	14,3

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como *pass through*, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos y, adicionalmente, el reconocimiento del plan inversor realizado y las actuaciones de operación y mantenimiento de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el país.

Sin considerar el efecto tipo de cambio, el margen de electricidad (cifra de negocio-aprovisionamientos) presenta un aumento cercano al 6% respecto al del mismo período del año anterior y recoge, básicamente, la retribución regulada a la actividad de distribución de electricidad y comercialización a tarifa regulada.

Los gastos de personal, sin considerar el efecto tipo de cambio, registran un aumento del 8,5%, recogen la revisión del convenio por IPC, que en Moldavia está en el entorno del 8%. Los otros gastos/ingresos continúan registrando las eficiencias captadas a través de los procesos de mejora de la gestión implantados. Este apartado presenta una reducción de casi el 3%, en términos corrientes y sin el efecto tipo de cambio, en un entorno, como ya se comentó, de alta inflación.

Las cifras antes comentadas permiten la consecución de un Ebitda de 30 millones de euros, lo que supone un incremento del 11,1% respecto al del mismo período del año anterior. Aislado el efecto tipo de cambio, el incremento del Ebitda se sitúa en el entorno del 8%.

Principales magnitudes

	2011	2010	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.445	2.366	3,3
Ventas de electricidad a tarifa	2.445	2.366	3,3
ATR	–	–	–
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	820	816	0,5

La demanda de energía eléctrica en el ámbito de distribución de GAS NATURAL FENOSA en Moldavia registra un aumento del 3,3% y los puntos de suministro, que se sitúan en 819.506, también registran crecimiento respecto al año anterior.

El plan de mejora de la gestión que GAS NATURAL FENOSA en Moldavia continúa desarrollando y que, básicamente, se focaliza en los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, en los procesos operativos asociados a todo el ciclo de la gestión comercial y a la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, está cumpliendo los objetivos planificados.

El plan antes comentado está permitiendo una mejora permanente de los indicadores operativos básicos y, en particular, del indicador de pérdidas de red, el cual mejora medio punto porcentual respecto al año anterior (pasa del 13,6% al 13,1%), lo que permite maximizar los ingresos regulados.

Asimismo, y muy ligado a lo anterior, se registra una importante mejora en los indicadores de calidad del servicio e incidencias en la red. Cabe destacar, por otra parte, que los indicadores de cobro están muy próximos al 100%.

Electricidad España

El negocio de electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso así como el *trading* de electricidad en mercados mayoristas.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.452	5.420	0,6
Aprovisionamientos	(4.061)	(3.909)	3,9
Gastos de personal, neto	(149)	(130)	14,6
Otros gastos/ingresos	(433)	(407)	6,4
Ebitda	809	974	(16,9)
Dotación a la amortización	(560)	(537)	4,3
Dotación a provisiones	(46)	(50)	(8,0)
Beneficios de explotación	203	387	(47,5)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el año 2011 alcanza los 5.452 millones de euros, superior en un 0,6% a la cifra del año anterior.

En términos de Ebitda los resultados obtenidos en el año 2011 se elevan a 809 millones de euros, un 16,9% inferior a la cifra del año anterior.

El incremento de precios de los mercados de combustible y el consecuente incremento del coste de generación, unido al cambio de *mix* de producción eléctrica con una menor producción hidráulica, y la disminución de la producción del 3,2% en términos acumulados, como consecuencia, entre otras, de las desinversiones de los ciclos combinados de Plana del Vent y de Arrúbal en el segundo y tercer trimestre del año respectivamente, provocan una reducción del Ebitda en un entorno de precios de mercado de producción español más elevado.

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó 62.274 GWh, suponiendo una disminución anual de un 2,1%. Corregido este valor de los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda disminuye un 1,2% en 2011, acentuando, sobre todo en los dos últimos meses con disminuciones del 7%, la tendencia iniciada a comienzos de año.

A finales de enero se alcanzaron 44.107 MW de punta de potencia horaria máxima del año, unos 700 MW por debajo del histórico de mediados de diciembre de 2007.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene exportador en términos anuales, alcanzando los 6,1 TWh, cifra inferior en un 26,6% a la del pasado año, como consecuencia de precios más altos en el mercado respecto a 2010.

La generación en régimen especial presenta en valores acumulados anuales un descenso del 1,6% respecto al acumulado de 2010. Este valor nos muestra una cobertura de la demanda por parte del régimen especial del 36,2% de la demanda, 1,3 puntos más que en 2010.

La generación eólica es inferior, en el conjunto del año, en un 2,6%. En el resto de las tecnologías renovables el crecimiento en el del conjunto del año fue de un 5,4%, lo que hace que el régimen especial en conjunto aumente el 1,6% en 2011. Este valor nos muestra una cobertura de la demanda por parte del régimen especial del 36,2% de la demanda, 1,3 puntos más que en 2010.

Como consecuencia de la disminución de la demanda y a pesar de la disminución del régimen especial, la generación en régimen ordinario presenta en el año una disminución de un 5,7%, con descensos en todas las tecnologías del régimen ordinario, excepto en el carbón nacional afectado por el Real Decreto de Garantía de Suministro.

La energía hidroeléctrica producible registrada en lo que va de año 2011 califica al año como seco, con una probabilidad de ser superada (PSS), respecto del producible medio histórico del 72%, es decir, estadísticamente 72 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual. Las reservas hidroeléctricas del conjunto nacional se encuentran al finalizar el año al 50%, trece puntos menos que en la misma fecha de 2010, si bien, el 2010 marcaba los máximos de los últimos diez años.

La generación nuclear disminuye un 7,0% en el año, cifra que se ve afectada por el desplazamiento de las revisiones de un año frente al otro.

La generación con carbón aumenta en el año un 96,7%, alcanzando una cobertura del 15,9% de la demanda, el doble que en 2010. Esta cifra está visiblemente afectada por la entrada en vigor el pasado día 26 de febrero de 2011 del R.D. de Garantía de Suministro, lo que ha determinado el funcionamiento de las centrales de esta tecnología tras casi dos años sin funcionar en algunos casos.

En 2011 no ha habido generación ordinaria con fuelóleo.

Los ciclos combinados disminuyen su producción anual un 21,6%, pasando de una cobertura del 24,3% del pasado año al 19,5% actual.

Se produce una ralentización en la senda alcista de los precios, iniciada en el segundo trimestre del pasado año, como consecuencia de diversos factores: menor producción hidráulica y eólica, junto a una disminución de los precios de las materias primas en el cuarto trimestre respecto al trimestre anterior. Los precios medios diarios han superado en varias ocasiones los 60 €/MWh, alcanzando en concreto los 66,4 €/MWh el pasado 17 de octubre de 2011, el máximo valor diario del cuarto trimestre, para disminuir ligeramente en noviembre, cuando se registró el mínimo diario del año, y volver a recuperarse en el último mes del año.

El precio medio ponderado acumulado del mercado diario es de 50,8 €/MWh, 12,7 €/MWh más que el acumulado en 2010, un 33% superior.

Con referencia a la evolución de las *commodities*, el incremento de la cotización media del Brent respecto a la media del 2010, ha sido del orden del 40%.

Principales magnitudes

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

	2011	2010	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.760	14.637	(12,8)
Régimen ordinario	11.699	13.679	(14,5)
Hidráulica	1.901	1.860	2,2
Nuclear	595	589	1,0
Carbón	2.048	2.048	–
Fuelóleo-gas	157	617	(74,6)
Ciclos combinados	6.998	8.565	(18,3)
Régimen especial	1.061	958	10,8
Energía eléctrica producida (GWh)	38.081	38.338	(0,7)
Régimen ordinario	35.701	35.809	(0,3)
Hidráulica	2.892	4.752	(39,1)
Nuclear	4.378	4.325	1,2
Carbón	4.464	772	478,2
Fuelóleo-gas	–	32	–
Ciclos combinados	23.967	25.928	(7,6)
Régimen especial	2.380	2.529	(5,9)
Ventas de electricidad (GWh)	35.905	40.559	(11,5)
Mercado liberalizado	27.058	30.179	(10,3)
TUR/Regulado	8.847	10.380	(14,8)

La variación en la potencia instalada en régimen ordinario respecto al año anterior se debe a los siguientes aspectos:

- El incremento en 2011 de 58,5 MW en el grupo 1 de la central nuclear de Almaraz (6 MW atribuibles a GAS NATURAL FENOSA), de 8 MW en las centrales hidráulicas de Puente Nuevo y de Burguillo, 32 MW de las centrales de Belesar, Albarellos y Tambre 2 y de 65 MW como consecuencia de nuevas pruebas realizadas en las centrales de ciclo combinado de Málaga y Puerto de Barcelona.
- La autorización de cierre y el cese de actividad en 2011 de los dos grupos de fuel de la central de Sabón (460 MW).
- Por último, en 2011 los dos grupos de la central de ciclo combinado de Plana de Vent (833 MW) han pasado a ser gestionados por la empresa Alpiq y se ha transmitido a Contour Global la central de ciclo combinado de Arrúbal (799 MW).

En el conjunto del año la producción eléctrica peninsular de GAS NATURAL FENOSA presenta una disminución del 0,7% en su conjunto, un descenso del 0,3% en el régimen ordinario (frente al 5,7% de disminución en el conjunto nacional) y un descenso del 5,9% en el régimen especial.

La producción hidráulica realizada en 2011, 2.892 GWh, es inferior en un 39,1% a la del mismo periodo de 2010. En las cuencas de GAS NATURAL FENOSA el año 2011 presenta la característica de muy seco desde el punto de vista hidrológico, con un 92% de PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio). El nivel de reservas de energía de las mismas se sitúa en el 36,6% de llenado a finales de 2011, trece puntos menos que en la misma fecha de 2010, si bien, desde mediados de junio de 2010, las reservas se encontraban en su máximo histórico de los últimos diez años.

La producción nuclear aumenta un 1,2% en el conjunto del año.

La entrada en vigor del real decreto de Garantía de Suministro, ha supuesto para GAS NATURAL FENOSA que los grupos de Anllares, La Robla 2 y Narcea 3, afectados por dicho real decreto, funcionasen de manera continuada con una producción de carbón en el año de 4.464 GWh frente a los 772 GWh en 2010.

En 2011, la disminución de la producción con ciclos combinados en GAS NATURAL FENOSA es del 7,6%, afectada por la venta de los dos grupos de Arrúbal y de Plana de Vent. La producción nacional presenta una disminución del 21,6%.

La cuota de mercado acumulada a 31 de diciembre de 2011 en generación de electricidad en régimen ordinario es del 20,8%, 0,6 puntos superior a la de 2010, todo ello a pesar de las citadas desinversiones.

En comercialización de electricidad las ventas de 2011 han alcanzado la cifra de 35.905 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso (TUR), un 11,5% menos que en el pasado año. Esta reducción de la cartera de comercialización eléctrica es acorde al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que GAS NATURAL FENOSA desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

En 2011 las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de GAS NATURAL FENOSA afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 13,4 millones de toneladas de CO₂. GAS NATURAL FENOSA realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período 2008-2012 y post Kyoto, adquiriendo los derechos y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono.

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2011 GAS NATURAL FENOSA remitió al Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (RENADE) los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas y ciclo combinado en el año 2010, ascendiendo estas a 9,7 millones de derechos de CO₂ entre los cuales se incluyeron créditos de emisión generados en proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta.

En la actividad de *trading* en el mercado Ibérico de electricidad se han negociado a lo largo del año 2011 cerca de 50.000 GWh.

En los mercados eléctricos francés y alemán, la actividad asociada a *trading* de energía durante 2011 se ha desarrollado a través de distintos mecanismos de mercado, como son la originación a través de la participación en subastas Virtual Power Plants (VPP), la venta de energía en subastas de pérdidas para los distribuidores en Francia o la compraventa en los mercados organizados y *OTC*, gestionando en total un volumen superior a 970 GWh.

A través de las interconexiones eléctricas España-Francia y Alemania-Francia, se ha optimizado y diversificado la posición eléctrica del grupo, participando en los mercados organizados de dichos países y contratando capacidad de intercambio en subastas a corto y medio plazo, negociando un volumen que asciende a 108 GWh en 2011.

Por último, en el ámbito de *trading* de emisiones de CO₂ durante el año se ha gestionado un volumen de 120 Mt a través de numerosas operaciones de derechos EUA y créditos CER/ERU y VER, tanto en mercados organizados, como con distintas contrapartes y para una gran diversidad de productos.

Mediante las actividades anteriores en mercados de contratación *spot* y a plazo se realiza una gestión activa de la posición de GAS NATURAL FENOSA y la optimización de los márgenes y de la exposición al riesgo, así como el desarrollo del propio negocio de *trading*.

En relación a la actividad en régimen especial, la potencia instalada de GAS NATURAL FENOSA al 31 de diciembre de 2011 recoge un aumento en la misma de 95,5 MW netos (110,4 MW consolidados) como consecuencia del aumento en la participación en distintas sociedades eólicas, como se detalla más adelante. En virtud de las adquisiciones GAS NATURAL FENOSA pasa a tener en operación un total de 1.061 MW consolidables en régimen especial, de los cuales 925 MW corresponden a tecnología eólica, 69 MW en minihidráulica y 67 MW en cogeneración.

La producción en Régimen Especial ha sido un 5,9% inferior a la del año 2010 (2.380 GWh vs 2.529 GWh). Esta variación en la producción es debida principalmente a que los primeros meses de 2010 se caracterizaron por una gran eolicidad y especialmente hidraulicidad, habiéndose obtenido una producción un 7,1% inferior en la tecnología eólica y un 9,6% inferior en la minihidráulica. Por el contrario la producción de la cogeneración aumentó un 1,7%. No obstante, el Ebitda aumenta en un 5,3% y alcanza los 140 millones de euros.

GAS NATURAL FENOSA ha presentado al concurso eólico de Andalucía un total de 340 MW en 12 parques eólicos, estimándose que la resolución de la adjudicación de este concurso eólico se producirá previsiblemente en el primer trimestre de 2012.

En el mes de noviembre de 2011 se hizo pública la adjudicación del concurso eólico de Extremadura al que GAS NATURAL FENOSA había presentado ofertas por un total de 185 MW en 5 parques eólicos. En dicho concurso, GAS NATURAL FENOSA fue adjudicataria de una potencia de 86 MW en un total de cuatro parques, lo que la convierte en una de las principales empresas adjudicatarias.

Respecto a los concursos ya adjudicados, en Canarias se continúa con la tramitación de los 102 MW brutos adjudicados en el concurso, avanzándose en la obtención de los permisos ambientales y urbanísticos necesarios para la obtención de la autorización administrativa de los mismos.

En lo referente a la adjudicación del concurso eólico de Cataluña, se continúan con los trabajos correspondientes a la tramitación de dichos proyectos, una vez se ha presentado el pasado mes de agosto de 2011 la documentación de solicitud de aprobación de proyecto de ejecución y de autorización administrativa de los parques adjudicados.

Respecto al concurso de Galicia, se está avanzando en la gestión de los puntos de conexión de los 285 MW correspondientes a la adjudicación, así como en el desarrollo de los planes industriales asociados a dicha adjudicación.

El pasado 13 de septiembre de 2011 se firmó el contrato de compra-venta con ACS de un paquete de 95,5 MW netos en 5 parques eólicos, correspondiente a su participación en 6 sociedades participadas junto a GNF Renovables. Este acuerdo ha permitido pasar a tener el control y participación mayoritaria en las mismas, aumentando así la presencia de GAS NATURAL FENOSA en las comunidades autónomas de Andalucía, Cataluña y Galicia.

Por último, se ha finalizado la redacción de los proyectos correspondientes a los tres parques eólicos, que fueron adjudicados a GAS NATURAL FENOSA en el concurso eólico de Aragón, y que se presentarán en el primer trimestre de 2012.

Se continúan según el plan establecido los trabajos de construcción de los proyectos minihidráulico de Belesar II y Peares II en Galicia, y de la planta de cogeneración de J. García Carrión en Castilla-La Mancha.

El pasado 28 de diciembre de 2011 se firmó el contrato de compraventa con GAMESA del parque eólico Altos do Seixal, situado en Galicia y con una potencia instalada de 30 MW, los cuales serán incorporados a la potencia de GAS NATURAL FENOSA en 2012.

Electricidad Latinoamérica

Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW en el estado de Veracruz; y la Central de Norte Durango de 450 MW en el estado de Durango también al noroeste del país.

El 24 de diciembre de 2009 GAS NATURAL FENOSA alcanzó un acuerdo para la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México y que supuso una desinversión de 2.233 MW de capacidad instalada. La operación se completó el 3 de junio de 2010 por lo que la información correspondiente al año 2010 incluye dichos activos, los cuales fueron desconsolidados a partir de mayo de 2010.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	865	954	(9,3)
Aprovisionamientos	(548)	(607)	(9,7)
Gastos de personal, neto	(15)	(19)	(21,1)
Otros gastos/ingresos	(57)	(65)	(12,3)
Ebitda	245	263	(6,8)
Dotación a la amortización	(101)	(105)	(3,8)
Dotación a provisiones	–	(4)	–
Beneficios de explotación	144	154	(6,5)

El Ebitda del período alcanza los 245 millones de euros, cifra un 6,8% inferior a la registrada en el año anterior y que supondría un aumento del 8,7% sin considerar los activos vendidos en 2010.

En México, sin considerar el efecto desinversión, el crecimiento del Ebitda sería de 21,8% debido principalmente al efecto de la entrada en explotación de la central de Norte Durango, que no estuvo operativa hasta el tercer trimestre del año 2010. El pasado 14 de octubre de 2011 se produjo un incidente durante los trabajos de mantenimiento del bloque 3 de la central de ciclo combinado de Tuxpan. El plan de reposición permitió la recuperación del 50% de la potencia el 1 de diciembre de 2011, llegando al 75% el 15 de diciembre de 2011, previendo recuperar el 25% restante el próximo 14 de febrero de 2012.

El Ebitda de Panamá decrece un 11,6%, aislando el efecto tipo de cambio disminuiría un 7,3%, manteniéndose los niveles de producción pero con precios inferiores a los registrados el año anterior.

El Ebitda de República Dominicana decrece un 16,6%, aislando el efecto del tipo de cambio disminuiría un 12,1%, ya que en este periodo se han realizado mayor número de mantenimientos mayores en las centrales.

Principales magnitudes

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

	2011	2010	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.520	2.505	0,6
México	2.035	2.020	0,7
Puerto Rico (CC)	254	254	–
Panamá (hidráulica)	22	22	–
Panamá (térmica)	11	11	–
República Dominicana (fuel)	198	198	–
Energía eléctrica producida (GWh)	17.506	19.147	(8,6)
México	14.662	16.182	(9,4)
Puerto Rico (CC)	1.700	1.803	(5,7)
Panamá (hidráulica)	118	116	1,7
Panamá (térmica)	19	16	18,8
República Dominicana (fuel)	1.007	1.030	(2,2)

La menor producción en México responde a la generación de las centrales vendidas en 2010. Sin considerar este efecto, la producción de las centrales en operación se incrementa en 1.770 GWh debido fundamentalmente a la puesta en operación de la central de Norte Durango.

Las centrales de Panamá registran un aumento de disponibilidad del 9% debido a la operación de la central hidráulica Los Algarrobos al 100% de su capacidad.

La disponibilidad en Puerto Rico presenta una mejora del 7,9% como consecuencia de la parada por revisión mayor del grupo II en el primer trimestre del año 2010. La producción no se ha incrementado debido a un menor despacho por las reparaciones realizadas en las líneas de transmisión.

La producción en República Dominicana se ha visto afectada por los incidentes producidos en la central La Vega el 21 de julio de 2011 y posteriormente, el 25 de septiembre, los cuales limitaron su capacidad al 60% de la potencia. El Plan de Rehabilitación permitió la recuperación hasta el 80% a cierre del año, previéndose el restablecimiento total de la central en el primer trimestre de 2012.

Electricidad resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia.

Las condiciones meteorológicas dominantes en la zona (muy secas) la mayor parte del año 2011, conllevan al aumento de funcionamiento de las centrales térmicas, por lo que se ha incrementado notablemente la producción de electricidad.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	126	96	31,3
Aprovisionamientos	(102)	(71)	43,7
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	–
Otros gastos/ingresos	(8)	(8)	–
Ebitda	14	15	(6,7)
Dotación a la amortización	(5)	(6)	(16,7)
Dotación a provisiones	–	–	–
Beneficios de explotación	9	9	–

El Ebitda alcanza los 14 millones de euros en el año 2011 gracias a la alta producción ya comentada así como al elevado nivel de disponibilidad, cercano al 88%, como indicador determinante de los ingresos por capacidad. El notable incremento del precio del combustible en los mercados internacionales a lo largo del ejercicio, así como los mantenimientos programados llevados a cabo, provocan una ligera disminución del Ebitda respecto al del año anterior.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2011	2010	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	112	112	–
Energía eléctrica producida (GWh)	767	645	18,9

Durante el año 2011, la producción con fuel en Kenia se ha incrementado un 18,9 % respecto al año anterior, alcanzando los 767 GWh. Este aumento se debe a la alta demanda de producción térmica en el país, fruto de la baja hidráulica durante la mayor parte del año y, consecuentemente, a la disminución de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

Este negocio incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa, la gestión del transporte marítimo, el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado (GNL) y la exploración, desarrollo, producción y almacenamiento de hidrocarburos.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	289	264	9,5
Aprovisionamientos	(58)	(12)	383,3
Gastos de personal, neto	(8)	(6)	33,3
Otros gastos/ingresos	(39)	(55)	(29,1)
Ebitda	184	191	(3,7)
Dotación a la amortización	(65)	(50)	30,0
Dotación a provisiones	–	–	–
Beneficios de explotación	119	141	(15,6)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el ejercicio 2011 alcanza los 289 millones de euros, con un aumento del 9,5%.

El Ebitda de 2011 se eleva hasta los 184 millones de euros, un 3,7% inferior al del año anterior debido principalmente al efecto negativo del tipo de cambio en transporte internacional en 2011. Adicionalmente, existen menores ingresos contabilizados por el menor nivel de ocupación de la flota, derivado de los problemas políticos en Libia.

Principales magnitudes

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

	2011	2010	%
Transporte de gas-Empl (GWh)	111.855	109.792	1,9
Portugal-Marruecos	31.286	29.052	7,7
GAS NATURAL FENOSA	80.569	80.740	(0,2)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades Empl y Metragaz ha representado un volumen total de 111.855 GWh, un 1,9% superior al del año anterior. De esta cifra, 80.569 GWh han sido transportados para GAS NATURAL FENOSA a través de la sociedad Sagane, cifra similar a la del año anterior, y 31.286 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 7,7%.

En el mes de octubre, Empl firmó un contrato con la Office National de l'Electricité (ONE) de Marruecos para transportar 0,6 bcm/año de gas entregados por Sonatrach a ONE, en la frontera entre Argelia y Marruecos hasta las centrales eléctricas de esta misma.

Por otro lado, y en relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde GAS NATURAL FENOSA participa con un 24%, se están estudiando alternativas de desarrollo para el primer sondeo.

En lo que respecta al proyecto integrado que GAS NATURAL FENOSA está llevando a cabo en Angola, donde participa conjuntamente con Repsol con un 20%, y tras la perforación del sondeo de Garoupa II con resultado positivo, se ha iniciado la perforación de un nuevo pozo para continuar con la fase de exploración.

En el permiso de investigación de Villaviciosa, en el norte de España, en el cual GAS NATURAL FENOSA es operador con un 70% de participación, se están realizando una serie de estudios geológicos adicionales que permitirán concluir la evaluación de su potencial.

Por otro lado, se ha continuado avanzando con la tramitación de los cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que GAS NATURAL FENOSA tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir (áreas de Marismas, Aznalcázar y Romeral). El 30 de septiembre de 2010 se obtuvo la Declaración de Impacto Medioambiental en el primero de los cinco proyectos. Posteriormente, el 15 de noviembre de 2010 la Junta de Andalucía emitió la Autorización Ambiental Unificada para dicho proyecto, paso previo a la aprobación del mismo por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio. El 15 de julio de 2011 el Consejo de Ministros aprobó un Real Decreto para adaptar las concesiones del área de Marismas, autorizando las actividades de almacenamiento y fijando las condiciones operativas y económicas básicas derivadas de su explotación. El 14 de noviembre de 2011, el Espacio Natural de Doñana autorizó los 2 proyectos que tienen lugar en dicho área.

En lo referente a los dos proyectos de terminales de regasificación de Italia, ambos se hallan en proceso de obtención de las correspondientes autorizaciones. El proyecto de Trieste-Zaule culminó en julio 2009 el proceso de aprobaciones a nivel nacional con la consecución del Decreto VIA y, tras la apertura de la Conferencia de Servicios en el último trimestre de 2011, se encuentra a la espera de la emisión de la Autorización Única por parte de la administración regional para iniciar la fase de construcción; se espera obtener dicha autorización a lo largo de la primera mitad del año 2012. Respecto al proyecto de Taranto, continúa el proceso de obtención de las distintas autorizaciones de acuerdo a lo establecido en la normativa italiana.

Ambos proyectos son *on-shore*, están ubicados en la zona portuaria de los municipios, tienen una capacidad de regasificación prevista de 8 bcm/año y representan unas inversiones de en torno a 500 millones de euros por terminal. El desarrollo de estas infraestructuras contribuirá a la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas natural del país y a dar continuidad al suministro de esta energía, uno de los objetivos de la política energética del gobierno de Italia.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en España, y la comercialización de gas a tarifa de último recurso en España.

Resultados

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	8.603	7.678	12,0
Aprovisionamientos	(7.945)	(7.345)	8,2
Gastos de personal, neto	(46)	(64)	(28,1)
Otros gastos/ingresos	(168)	(212)	(20,8)
Ebitda	444	57	678,9
Dotación a la amortización	(14)	(14)	–
Dotación a provisiones	(47)	(31)	51,6
Beneficios de explotación	383	12	–

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 8.603 millones de euros, lo que supone un aumento del 12,0% respecto al del año anterior. El Ebitda registra unos resultados de 444 millones de euros, con un incremento significativo respecto al 2010, ya que en este ejercicio se incluyó el efecto neto de diversas partidas no recurrentes por importe de 305 millones de euros, entre las que destaca, entre otras, la provisión adicional a la ya realizada hasta la fecha por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach. Sin considerar este efecto, el incremento del Ebitda ascendería al 22,7%.

La diversificación de la cartera de *commodities* así como la gestión conjunta del riesgo de *commodity* y dólar, unido a un mayor volumen de ventas en el exterior, han contribuido a mejorar el Ebitda en un contexto de significativa volatilidad en los mercados energéticos y de divisa.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de aprovisionamiento y comercialización son las siguientes:

	2011	2010	%
Suministro de gas (GWh)	308.635	305.704	1,0
España	236.902	250.885	(5,6)
Comercialización GAS NATURAL FENOSA ⁽¹⁾	169.204	184.744	(8,4)
Aprovisionamiento a terceros	67.698	66.141	2,4
Internacional	71.733	54.819	30,9
Europa	25.088	21.122	18,8
Resto exterior	46.645	33.697	38,4
Contratos mantenimiento, en miles (a 31/12)	1.682	1.521	10,6
Contratos por cliente (a 31/12)	1,35	1,32	2,3

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

La comercialización de GAS NATURAL FENOSA en el mercado gasista español alcanza los 169.204 GWh con una disminución del 8,4% respecto a la del año anterior, fundamentalmente por una menor comercialización a clientes residenciales debido a las desinversiones efectuadas. Por otro lado el aprovisionamiento a terceros en el mercado español alcanza los 67.698 GWh, con un incremento del 2,4%.

Con objeto de garantizar sus exportaciones de gas con origen en España y destino en Portugal, GAS NATURAL FENOSA emplea las entradas de los gasoductos Campomaior (sureste) y Valença do Minho (norte).

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con 499 clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta las autoridades locales y del sector público, que equivale a una cartera de 13,7 TWh.

Igualmente, la filial francesa cuenta con 213 puntos de suministro en Bélgica y Luxemburgo, que representan una cartera contratada de 1,9 TWh anuales. GAS NATURAL FENOSA pretende potenciar las actividades de comercialización de gas en Europa. Para ello, ha abierto en septiembre de 2011 una oficina en Holanda. Asimismo, está estudiando también entrar a corto plazo en otros mercados centroeuropeos basando sus servicios en una relación de asesoramiento energético personalizado y en la ventaja de contar con un suministro energético diversificado y seguro.

Gas Natural Vendita ha conseguido sumar nuevos clientes en el mercado mayorista de Italia y la cartera contratada alcanza los 2.382 GWh al año. También suministra a los clientes residenciales en la actividad minorista de la filial con más de 2.700 GWh comercializados.

GAS NATURAL FENOSA ha participado en la subasta TURGAS gestionada por OMEL para la venta de gas natural con destino a los comercializadores de último recurso para el periodo del 1 de julio de 2011 al 30 de junio de 2012. La cantidad adjudicada en la subasta fue de 510 GWh.

Asimismo, se sigue avanzando en el mercado portugués alcanzando en 2011 una cartera contratada de 3,4 TWh, lo que supone un 12,4% de cuota de mercado industrial y más del 5% de la cuota total de mercado, continuando así con los objetivos de crecimiento en el mercado portugués.

En relación al mercado exterior destaca el incremento de la diversificación de mercados con ventas de gas en Latinoamérica, Asia, Norteamérica, entre otros. Destaca también el papel de GAS NATURAL FENOSA en el mercado argentino adjudicándose en el último concurso convocado por Enarsa realizado en este cuarto trimestre de 2011 para el suministro de gas en 2012 reforzando así su presencia y consolidando su posición como primer suministrador de gas a Argentina.

Continúa el impulso al desarrollo en España de alternativas energéticas en el transporte vehicular, tanto en el sector público como privado, gracias a la posición de liderazgo en el uso del gas natural para vehículos (GNV), línea de negocio que ya tiene desarrollada en países de Latinoamérica e Italia, donde el uso del gas natural para automoción está muy arraigado.

GAS NATURAL FENOSA ofrece la gestión completa del proyecto de construcción de la estación de carga (inversión económica y posterior mantenimiento y gestión) y el suministro de gas natural ya comprimido, asegurando de esta forma la máxima disponibilidad de las instalaciones. Tiene instaladas 23 estaciones de suministro, con una capacidad de carga potencial de 684 GWh/año, además de contar con 11 clientes pendientes de puesta en marcha que supondrán un incremento en el consumo potencial de 225 GWh/año.

En el cuarto trimestre del año se pusieron en servicio cuatro nuevas estaciones públicas de carga en Madrid, Villaba (Pamplona), Salt (Gerona), y Murcia, estas dos últimas proporcionan además servicio a los camiones de recogida de residuos del entorno. El consumo potencial de estas cuatro estaciones es de 75,2 GWh/año.

Asimismo, GAS NATURAL FENOSA está trabajando en el desarrollo de actuaciones que fomenten la eficiencia energética y el uso racional de la energía en el ámbito de la movilidad eléctrica. Para hacer llegar la eficiencia energética a nuestros clientes, trabajamos en el desarrollo de propuestas de valor que completen los productos y servicios que ofrecemos.

En la comunidad de Galicia se están realizando las actuaciones de gestión de la red urbana de recarga de vehículos eléctricos instalados en la ciudad de A Coruña y se están adaptando los puntos de carga para posibilitar la conexión de vehículos eléctricos con distintos sistemas de conexión.

En el ámbito de la empresa privada, y dentro del apartado de 'Proyectos singulares', GAS NATURAL FENOSA ha concluido el año 2011 con 4 contratos nuevos con más de 55 GWh de energía primaria y una cartera de más de 40 ofertas realizadas por una energía primaria superior a los 350 GWh y con potencial de efectuar sendos contratos en el primer semestre de 2012.

En el apartado de proyectos de eficiencia energética dirigidos a un segmento de clientes más estandarizado (comunidades de propietarios y mercados terciario e industrial), GAS NATURAL FENOSA ha concluido el año con 198 nuevos clientes, que, sumados a la cartera ya existente, suponen un total de 1.829 clientes.

A lo largo del año 2011, GAS NATURAL FENOSA ha captado más de 1,04 millones contratos nuevos de gas y electricidad, se han activado 469.000 contratos de servicios y han incrementado los clientes duales en más de 180.000. Se ha superado la cifra de 1,68 millones de contratos activos de servicios de mantenimientos para los clientes domésticos, desarrollando una plataforma propia de operaciones con 164 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, que ha permitido incrementar las prestaciones y calidad de este servicio, llegando a ser el servicio de la compañía mejor valorado por nuestros clientes.

GAS NATURAL FENOSA continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y usuarios en la oficina virtual. Se han alcanzado durante el año 2011, 4,7 millones de visitas a la web, un 20% más que en 2010. El número de clientes con factura *online* contratada supera ya los 340.000.

En 2011 se han comercializado todos los productos y servicios en todas las zonas del territorio nacional, en el mercado residencial se han activado 926.000 nuevos contratos y continuando con la actividad de expansión en el mercado de la pequeña y mediana empresa se ha alcanzando más de 107.000 nuevos contratos.

GAS NATURAL FENOSA ha cerrado 2011 con más de 10,4 millones de contratos activos. Se han aumentado los esfuerzos comerciales, llegando a alcanzar una activación de contratos superior en un 82% respecto a 2010. Este desempeño ha hecho crecer la cartera de contratos en el segmento minorista en un 4% respecto a 2010.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

Resultados

Unión Fenosa Gas está participada al 50% por GAS NATURAL FENOSA y se incorpora a los resultados consolidados por integración proporcional.

	2011	2010	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.011	849	19,1
Aprovisionamientos	(694)	(580)	19,7
Gastos de personal, neto	(11)	(12)	(8,3)
Otros gastos/ingresos	(29)	(33)	(12,1)
Ebitda	277	224	23,7
Dotación a la amortización	(157)	(146)	7,5
Dotación a provisiones	–	–	–
Beneficios de explotación	120	78	53,8

El Ebitda acumulado a cierre del ejercicio 2011 registra unos resultados de 277 millones de euros, registrando un aumento del 23,7% respecto al ejercicio 2010. Este aumento se ha generado con unos volúmenes de venta en el mercado español inferiores en un 4,3%, gracias a una gestión de aprovisionamientos, logística e infraestructuras más eficiente. Asimismo se ha desarrollado una intensa actividad en el mercado internacional generando un elevado margen anual.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de Unión Fenosa Gas son las siguientes:

	2011	2010	%
Comercialización de gas España (GWh)	56.937	59.518	(4,3)
Comercialización de gas internacional (GWh)	26.503	27.774	(4,6)
Licuefacción (GWh)	42.831	35.851	19,5
Regasificación (GWh)	42.845	56.092	(23,6)

El gas suministrado en España durante el año 2011 ha alcanzado un volumen de 56.937 GWh lo cual supone un descenso del 4,3% respecto al año anterior. Los descensos en los volúmenes de ventas del último trimestre han generado una disminución de la demanda final del año en todos los segmentos de venta: ciclos combinados -2,5%, industrial -5,6% y ventas a comercializadora -19,2%.

Adicionalmente se ha gestionado una energía de 26.503 GWh en 28 operaciones de ventas internacionales en Japón, India, Taiwán, Corea, Argentina, Francia y Portugal.

El gas adquirido en los contratos a largo plazo con Egipto y Omán ha cubierto en el año 2011 la gran mayoría (86%) de las necesidades de gas en el mercado español.

Las infraestructuras principales del negocio de gas (licuefacción, transporte marítimo y regasificación) han mantenido sus parámetros operativos de disponibilidad y eficiencia en línea con el año anterior.

La planta de licuefacción de Damietta (Egipto) ha registrado mayores niveles de producción respecto al año anterior. El número de barcos cargados en el ejercicio ha sido de 48, frente a las 39 cargas en el ejercicio 2010, de los cuales 29 correspondieron a Unión Fenosa Gas y el resto a otros operadores.

La planta de regasificación de Sagunto produjo 42.845 GWh que corresponden a la descarga de 65 barcos, 22 de los cuales fueron para Unión Fenosa Gas que representaron un 43,8% del volumen total.

En el mes de noviembre de 2011 Saggas ha puesto en operación comercial su cuarto tanque de almacenamiento de GNL. De esta forma se culmina con éxito la construcción del nuevo tanque iniciada en 2009, que le permite incrementar un 33% la capacidad actual de almacenamiento (hasta 600.000 m³ de GNL). Con la capacidad de regasificación actualmente instalada, 1.000.000 m³/h, Saggas puede atender hasta el 25% de la demanda de gas natural de España.

2. Factores de riesgo ligados a la actividad de Gas Natural Fenosa

a) Incertidumbre del contexto macroeconómico

Durante los pasados meses, la economía y el sistema financiero global han experimentado un período de turbulencias significativas e incertidumbre, en particular una incertidumbre en los mercados financieros que comenzó en agosto de 2007 y que ha empeorado de forma sustancial desde septiembre de 2008. Esta incertidumbre ha impactado severamente en los niveles generales de liquidez, en la disponibilidad de crédito, así como en los términos y condiciones para disponer del mismo, lo que ha contribuido a incrementar la carga financiera de hogares y clientes industriales de GAS NATURAL FENOSA, reduciendo su capacidad de compra y afectando negativamente a su demanda.

GAS NATURAL FENOSA no puede predecir cuál será la tendencia del ciclo económico en los próximos años ni si se producirá un agravamiento aún mayor de la fase recesiva actual del ciclo económico global.

b) Desarrollo de la estrategia de negocio

Dados los riesgos a los que está expuesto y las incertidumbres inherentes a su negocio, GAS NATURAL FENOSA no puede asegurar que pueda implementar con éxito su estrategia de negocio. El alcance y cumplimiento de sus objetivos estratégicos están sometidos, entre otros factores de riesgo a:

- La falta de incremento del número de puntos de suministro en Europa y Latinoamérica, debido a la imposibilidad de GAS NATURAL FENOSA de aumentar la red de distribución;
- El no incremento del número de clientes debido a la falta de éxito de las campañas de marketing destinadas a los consumidores del mercado liberalizado;
- La activación de las cláusulas *take-or-pay* de los contratos de aprovisionamiento, lo que implicaría la obligación de pagar por un volumen de gas superior a las necesidades de GAS NATURAL FENOSA;
- La falta de éxito en la consolidación del negocio de generación de electricidad en España condicionado por los incentivos a tecnologías subvencionadas;
- La incapacidad de consolidar la estrategia del negocio de multiservicios o de aumentar el número de contratos multiproducto por cliente.

c) Riesgo regulatorio

GAS NATURAL FENOSA y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor parte de los países en los que GAS NATURAL FENOSA realiza dicha actividad.

La normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera GAS NATURAL FENOSA está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes. La introducción de las referidas modificaciones podría incidir en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas, afectando de un modo adverso al negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL FENOSA.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de GAS NATURAL FENOSA la referida normativa, podría cuestionarse o recurrirse dicho cumplimiento y, de resultar probado cualquier incumplimiento, podría afectar de un modo material adverso al negocio, perspectivas, beneficios, subvenciones y situación financiera de GAS NATURAL FENOSA.

d) Riesgo operacional

Las actividades de GAS NATURAL FENOSA 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 de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de GAS NATURAL FENOSA o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de GAS NATURAL FENOSA pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que GAS NATURAL FENOSA podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. 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 FENOSA opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

e) Riesgos de precio del gas y electricidad

GAS NATURAL FENOSA está expuesto a variaciones en los precios del crudo, del gas natural y de la electricidad.

Una parte importante de los gastos operativos de GAS NATURAL FENOSA está vinculada 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.

Aunque los precios que GAS NATURAL FENOSA aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden generalmente con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no reflejar de un modo proporcional las fluctuaciones del coste de la materia prima. Además de los costes asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del gas natural podrían provocar un incremento de los costes de generación de electricidad, dado que las plantas de ciclo combinado de GAS NATURAL FENOSA utilizan como combustible el gas natural.

El negocio de GAS NATURAL FENOSA incluye, entre otras actividades, la venta al por mayor de gas natural a generadores eléctricos y a otros clientes. Con respecto a tales operaciones, los ingresos y resultados de GAS NATURAL FENOSA suelen depender en gran medida, de los precios de mercado imperantes en los mercados regionales en los que opera y en otros mercados competitivos. Como consecuencia, el negocio de venta al por mayor de gas natural está expuesto al riesgo de fluctuación de las materias primas y del precio de la electricidad.

Las variaciones en el precio de la materia prima podrían afectar de un modo adverso a los resultados de GAS NATURAL FENOSA, en la medida en que el aumento en los costes de generación no se recupere a través del precio de venta de la electricidad generada, o en general en el ámbito gasista no se consigue un grado de eficiencia en la gestión de la cartera comercial que permita la recuperación a través de la comercialización de las oscilaciones del escenario energético.

f) Riesgo de volumen de gas

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales GAS NATURAL FENOSA tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas *"take-or-pay"*). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que GAS NATURAL FENOSA no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas *"take-or-pay"*.

Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Gas Natural Fenosa. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, GAS NATURAL FENOSA estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de GAS NATURAL FENOSA.

g) Exigencias medioambientales

Las actividades de GAS NATURAL FENOSA están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en material de protección medioambiental.

GAS NATURAL FENOSA y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa 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:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;

- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

h) Riesgos de tipo de cambio y tipos de interés

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

Por otro lado, GAS NATURAL FENOSA está expuesta a los riesgos ligados a las variaciones en los tipos de cambio de divisas. Dichas variaciones pueden afectar, entre otras cosas, a la deuda de GAS NATURAL FENOSA denominada en moneda distinta al euro, a las operaciones que GAS NATURAL FENOSA realiza en otras divisas que generan ingresos denominados en otras divisas, así como al contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventas de materias primas denominados en moneda distinta al euro. Las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el euro y el dólar estadounidense, la divisa en la que las compras de gas realizadas por GAS NATURAL FENOSA están denominadas o a la que están referenciadas, pueden afectar también a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL FENOSA.

A pesar de que GAS NATURAL FENOSA lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de los anteriores riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados, en algunos casos, estas políticas pueden resultar ineficaces para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de los tipos de interés y en los tipos de cambio, pudiendo afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de GAS NATURAL FENOSA.

i) Impacto de las condiciones meteorológicas

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de GAS NATURAL FENOSA derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños 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. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

j) Desarrollo de las actividades en el sector eléctrico

Los nuevos proyectos de GAS NATURAL FENOSA en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de GAS NATURAL FENOSA, entre los cuales, cabe mencionar:

- Incrementos en el coste de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- Pérdida de competitividad con otras tecnologías, por incremento relativo del coste de generación con gas natural;
- 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;

- 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 FENOSA es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- La aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.

k) Exposición en Latinoamérica

Una parte importante del resultado operativo de GAS NATURAL FENOSA es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. 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, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales; e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

GAS NATURAL FENOSA no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países en que opera.

3. Medio ambiente y actividades de innovación tecnológica

La información relativa a medio ambiente se incluye en la nota 37 de la Memoria.

GAS NATURAL FENOSA destina una parte importante de sus recursos y de sus esfuerzos a las actividades de I+D+i, tratando de buscar una optimización de los recursos, de desarrollar nuevas tecnologías y de mantenerse al corriente de los avances tecnológicos en los sectores en los que opera.

GAS NATURAL FENOSA participa en organizaciones sectoriales y empresariales nacionales e internacionales. La colaboración en instituciones de este tipo ayuda a la sociedad a permanecer a la vanguardia del conocimiento sectorial y le permite ser identificada como referente en sus distintos ámbitos de actuación.

4. Perspectivas de futuro

GAS NATURAL FENOSA publicó el 27 de Julio de 2010 el nuevo Plan Estratégico 2010-2014, que ha sustituido al Plan Estratégico 2008-2012 de Gas Natural y al Plan Bigger de Unión Fenosa.

Bajo el lema 'crecemos integrando mercados', los cuatro ejes básicos en los que se basa el nuevo Plan Estratégico son consolidar la posición actual de GAS NATURAL FENOSA en España y Latinoamérica, integrarse verticalmente en *up y midstream*, entrar en nuevos mercados replicando su modelo de negocio en España especialmente en mercados desarrollados de la cuenca atlántica y mediterránea y, por último, hacer una apuesta de forma decidida por realizar un énfasis continuo en eficiencia.

Este plan estratégico permitirá situar a GAS NATURAL FENOSA como compañía líder mundial en distribución de gas, líder en eficiencia en la Península Ibérica y en Latinoamérica, tercera *utility* de la Península Ibérica, tercer operador mundial de GNL y tercer operador mundial de ciclos combinados.

La adquisición de Unión Fenosa, S.A. por parte de Gas Natural SDG S.A. fue aprobada por el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en su reunión del 11 de febrero de 2009, sujeta a diversos compromisos. Desde entonces, GAS NATURAL FENOSA ha llevado a cabo diversas transacciones y acuerdos gracias a los cuales lograría el cumplimiento de la mayoría de los compromisos impuestos por la CNC:

- El 31 de diciembre de 2009 se materializó la venta de los activos de distribución de gas en baja presión en la Comunidad autónoma de Cantabria y en la región de Murcia.
- El 30 de abril de 2010 GAS NATURAL FENOSA firmó la venta de diferentes activos de distribución y comercialización de gas natural en la comunidad autónoma de Madrid.
- El 12 de julio de 2010 GAS NATURAL FENOSA llegó a un acuerdo de venta del ciclo combinado de Plana del Vent con una sociedad española del grupo energético suizo Alpiq.
- El 17 de diciembre de 2010 GAS NATURAL FENOSA ejecutó la venta de su participación del 35% en Gas Aragón, S.A. a Endesa Gas, S.A.U.
- En fecha 30 de junio de 2011, GAS NATURAL FENOSA cerró la venta con una compañía del grupo Madrileña Red de Gas de aproximadamente 300.000 puntos adicionales de distribución de gas en la zona de Madrid.
- En fecha 28 de julio de 2011, GAS NATURAL FENOSA cerró la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW, con una compañía del Grupo ContourGlobal.
- En fecha 30 de junio de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas adicionales y otros contratos asociados en la zona de Madrid al Grupo Endesa. Esta operación completa el cumplimiento de los nuevos compromisos adquiridos por GAS NATURAL FENOSA con la CNC para la compra de Unión Fenosa y se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes.

Además de las desinversiones para cumplir los compromisos de la CNC, durante los ejercicios 2010 y 2011 se llegaron a diferentes acuerdos para la venta de otros activos:

- El 14 de abril de 2010 GAS NATURAL FENOSA anunció la finalización del proceso de colocación privada del 5% de Indra Sistemas, S.A. (INDRA) y su venta final.
- El 3 de junio de 2010 GAS NATURAL FENOSA completó la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México.
- El 30 de noviembre de 2010 GAS NATURAL FENOSA ejecutó la venta de determinados activos integrantes de la red de transporte de energía eléctrica a Red Eléctrica de España por 46,9 millones de euros.

- El 19 de mayo de 2011, GAS NATURAL FENOSA acordó con compañías pertenecientes al fondo de inversión Actis la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas en Guatemala.
- En fecha 2 de agosto de 2010, GAS NATURAL FENOSA y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (Eufer), sociedad en la que cada uno era accionista con un 50%. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la operación se realizó el 27 de mayo de 2011. Tras la operación acordada, cada uno de los accionistas recibió aproximadamente la mitad de los activos de Eufer.

La combinación entre Gas Natural y Unión Fenosa permitió la identificación de importantes sinergias operativas y fiscales. El 31 de julio de 2008 se comunicó la identificación de sinergias operativas por 300 millones de euros/año a partir de 2011.

A lo largo de 2009 se mejoraron estas estimaciones iniciales y las últimas previsiones anunciadas en noviembre 2009 contemplan las siguientes sinergias:

- 350 millones de euros de sinergias operativas anuales, de las cuales 260 millones de euros serían ahorros de costes y 90 millones de euros ingresos por sinergias.
- 200 millones de euros de sinergias de CAPEX.

A lo largo de 2010 se mejoraron estas estimaciones y las últimas previsiones anunciadas en noviembre de 2010 contemplan las siguientes sinergias:

- 475 millones de euros de sinergias operativas anuales, de las cuales 343 millones de euros serían ahorros de costes y 132 millones de euros ingresos por sinergias.
- 275 millones de euros de sinergias de CAPEX.

Se han realizado y puesto en marcha planes de acción detallados para alcanzar el objetivo de sinergias en 2011.

El crecimiento orgánico y la integración y aprovechamiento de sinergias operativas a partir de la integración de los activos de Gas Natural y Unión Fenosa, una gestión del riesgo equilibrada y moderada, una optimización del plan de inversiones conjunto, y una minoración del riesgo de ejecución de la estrategia de crecimiento del grupo resultante, debería generar valor para los accionistas de ambas compañías.

En cuanto a la disciplina financiera, GAS NATURAL FENOSA tiene como objetivo la optimización de su estructura financiera y el mantenimiento de un balance sólido. Gas Natural Fenosa está reduciendo su endeudamiento gracias a las desinversiones y a la generación de caja de los negocios y se prevé que el apalancamiento siga disminuyendo. Para optimizar la estructura financiera se han llevado a cabo varias emisiones de bonos por un importe total de 8.050 millones de euros emitidos entre 2009 y 2011. Gas Natural seguirá acudiendo a los mercados financieros para continuar optimizando su estructura financiera.

5. Informe Anual de Gobierno Corporativo

Se incluye como anexo a este Informe de Gestión, y formando parte integrante del mismo, el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2011, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

A. Estructura de la propiedad

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
09-08-2011	991.672.139	991.672.139	991.672.139

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí ☐ No ☒

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	0	349.806.340	35,274
Repsol YPF, S.A.	236.226.786	61.376.057	30,010
Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures, S.p.A. (Sonatrach)	38.183.600	0	3,850

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Criteria CaixaHolding, S.A.U.	349.806.340	35,274
Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	15.675.352	1,581
Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	45.700.706	4,608

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures, S.p.A. (Sonatrach)	09-08-2011	Se ha superado el 3% del capital social.

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
Don Salvador Gabarró Serra	3.107	0	0,000
Don Antonio Brufau Niubó	77.276	0	0,008
Don Rafael Villaseca Marco	12.434	0	0,001
Don Carlos Kinder Espinosa	5.391	0	0,001
Don Carlos Losada Morradán	1.924	12.541	0,001
Don Demetrio Carceller Arce	2.692	0	0,000
Don Emiliano López Achurra	1.046	0	0,000
Don Enrique Alcántara-García Irazoqui	7.942	20.714	0,003
Don Felipe González Márquez	1.812	0	0,000
Don Juan María Nin Génova	149	0	0,000
Don Juan Rosell Lastortras	0	2.000	0,000
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	18.156	0	0,002
Don Miguel Valls Maseda	6.530	0	0,001
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	1	0	0,000
Don Ramon Adell Ramon	1.000	0	0,000
Don Santiago Cobo Cobo	652	0	0,000

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Don Enrique Alcántara-García Irazoqui	Bufete Alcántara S.L.P.	20.714	0,002
Don Carlos Losada Morradán	Doña Mercedes Cavestany de Dalmases	12.541	0,001
Don Juan Rosell Lastortras	Don Juan Rosell Codinachs	2.000	0,000
% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración			0,018

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Tipo de relación:

COM CON SOC

Breve descripción:

Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre “la Caixa” y Repsol YPF, S.A. se detallan en la información elaborada por dichos grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.

Nombre o denominación social relacionados

Repsol YPF, S.A.
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí ☒ No ☐

% de capital social afectado: 65,284

Breve descripción del pacto:

Acuerdo de 11 de enero de 2000, novación de 16 de mayo de 2002 y adendas de 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003. (I) Repsol YPF y “la Caixa” preservarán en todo momento los principios de transparencia, independencia y profesionalidad en la gestión de Gas Natural mediante el mantenimiento del control conjunto sobre dicha compañía. (II) El Consejo estará constituido por diecisiete (17) miembros, cinco (5) nombrados a propuesta de Repsol YPF, cinco (5) más nombrados a propuesta de “la Caixa”, un (1) consejero en representación de Caixa Catalunya y seis (6) consejeros independientes propuestos de manera conjunta por “la Caixa” y Repsol YPF. Repsol YPF y “la Caixa” votarán, además, a favor de los nombramientos propuestos por el otro. (III) De entre los consejeros propuestos por cada una de las partes, “la Caixa” propondrá a quien haya de ostentar la condición de presidente del Consejo y Repsol YPF al consejero delegado. Los consejeros de Repsol YPF y “la Caixa” votarán a favor de los nombramientos propuestos por cada uno para estos cargos. (IV) La Comisión Ejecutiva estará compuesta por ocho (8) miembros, de los cuales tres (3) serán elegidos de entre los consejeros propuestos por Repsol YPF incluyendo al consejero delegado, tres (3) de entre los propuestos por “la Caixa” incluyendo al presidente y los otros dos (2) de entre los consejeros independientes. (V) Conforme a los principios señalados en el apartado (I) anterior, las partes, de buena fe y atendiendo exclusivamente al interés de Gas Natural, consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de Administración el Plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de la sociedad: su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y la enajenación y la adquisición de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Intervinientes del pacto parasocial

Repsol YPF, S.A.

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí ☒No ☐**% de capital social afectado:**

35,274

Breve descripción del concierto:

Acuerdo de 11 de enero de 2000, novación de 16 de mayo de 2002 y adendas de 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003. En virtud de los pactos referidos en el punto anterior, "la Caixa" y Repsol YPF, que por separado son titulares cada uno de una participación de control de conformidad con la normativa de ofertas públicas de adquisición, ostentan una posición de control conjunto sobre Gas Natural a efectos regulatorios y de competencia, disponiendo conjuntamente de una participación en la sociedad superior al 50% y habiendo designado entre ellas a más de la mitad de los miembros del órgano de administración. De acuerdo con la normativa actualmente en vigor, dichos pactos dan lugar a una acción concertada entre "la Caixa" y Repsol en Gas Natural. Hechos relevantes: N.º 20320 de fecha 12-01-2000, N.º 35389 de fecha 22-05-2002 y N.ºs 42788 – 42785 – 42790 y 42784 de fecha 20-06-2003.

Intervinientes acción concertada

Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona

% de capital social afectado:

30,010

Breve descripción del concierto:

Acuerdo de 11 de enero de 2000, novación de 16 de mayo de 2002 y adendas de 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003. En virtud de los pactos referidos en el punto anterior, "la Caixa" y Repsol YPF, que por separado son titulares cada uno de una participación de control de conformidad con la normativa de ofertas públicas de adquisición, ostentan una posición de control conjunto sobre Gas Natural a efectos regulatorios y de competencia, disponiendo conjuntamente de una participación en la sociedad superior al 50% y habiendo designado entre ellas a más de la mitad de los miembros del órgano de administración. De acuerdo con la normativa actualmente en vigor, dichos pactos dan lugar a una acción concertada entre "la Caixa" y Repsol en Gas Natural. Hechos relevantes: N.º 20320 de fecha 12-01-2000, N.º 35389 de fecha 22-05-2002 y N.ºs 42788 – 42785 – 42790 y 42784 de fecha 20-06-2003.

Intervinientes acción concertada

Repsol YPF, S.A.

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

–

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí ☐ No ☒

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,000

(*) A través de:

Total	0
-------	---

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Plusvalía / (Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	0
---	---

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General de Accionistas de 20 de abril de 2010, en su punto octavo del Orden del Día, acordó lo siguiente:

Octavo. Autorización al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades del Grupo de Gas Natural SDG, S.A., en los términos que acuerde la Junta General y con los límites legalmente establecidos, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Octavo 1. Dejar sin efecto la autorización otorgada al Consejo de Administración por la Junta General celebrada el 26 de junio de 2009, para adquirir a título oneroso acciones de la sociedad.

Octavo 2. Autorizar al Consejo de Administración para que en un plazo no superior a los cinco años pueda adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 10% del capital suscrito o la cifra máxima que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente en el momento de adquisición, acciones de la sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal de las acciones adquiridas directa o indirectamente, sumándose al de las que ya posean la sociedad y sus filiales supere el 10% del capital suscrito o cualquier otro que legalmente se establezca. 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%. En el caso de que las acciones no cotizasen, el precio máximo y mínimo de adquisición se señalará entre una vez y media y dos veces el valor contable de las acciones, de acuerdo con el último balance consolidado auditado. El Consejo de Administración queda facultado para delegar la presente autorización en la persona o personas que crea conveniente. La presente autorización se entiende que es extensiva a la adquisición de acciones de la sociedad por parte de sociedades dominadas.

Asimismo, la Junta General de 20 de abril de 2010 en su punto noveno del Orden del Día adoptó el siguiente acuerdo:

Noveno. Autorización al Consejo de Administración, conforme a lo dispuesto en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas, para que, dentro del plazo máximo de cinco (5) años, si lo estima conveniente, pueda aumentar el capital social, hasta la cantidad máxima correspondiente al 50% del capital social de la sociedad en la fecha de la autorización, con previsión de suscripción incompleta, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, en una o varias veces y en la oportunidad y cuantía que considere adecuadas, incluyendo la facultad de suprimir, en su caso, el derecho de suscripción preferente, dando nueva redacción al vigente Artículo Transitorio de los Estatutos Sociales y dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Noveno 1. Teniendo en cuenta la cifra actual del capital social, autorizar al Consejo de Administración para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros) dentro del plazo de cinco años, a partir de esta fecha, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sean precisos por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Noveno 2. Con arreglo a lo establecido en el artículo 159.2 de la Ley de Sociedades Anónimas, se atribuye expresamente al Consejo de Administración la facultad de excluir, en todo o en parte, el derecho de suscripción preferente en relación con todas o cualquiera de las emisiones que acordare en base a la presente autorización.

Noveno 3. Como consecuencia del acuerdo precedente, modificar el Artículo Transitorio de los Estatutos Sociales, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

“Artículo Transitorio. Delegación al Consejo de Administración.

El Consejo de Administración de la sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, ha sido autorizado para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros), dentro del plazo de cinco años, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas.”

Última modificación del Artículo Transitorio, junio 2011.

La autorización, en parte, fue utilizada por el Consejo de Administración de la compañía en su sesión de 17 de junio de 2011, ampliando el capital en 38.183.600 euros, por lo que la autorización vigente es de 422.694.875 euros y el redactado del Artículo Transitorio el siguiente:

“Artículo Transitorio. Delegación al Consejo de Administración.

El Consejo de Administración de la sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, con vigencia de cinco años desde su adopción, fue autorizado para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros), de los cuales y mediante acuerdo del Consejo de Administración de fecha 17 de junio de 2011, se ha ejecutado dicha delegación en la cantidad de 38.183.600 euros, por lo que en virtud de la delegación que se mantiene vigente, el Consejo de Administración de la sociedad, por el indicado acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad no ejecutada hasta el límite máximo autorizado, es decir, en cuatrocientos veintidós millones seiscientos noventa y cuatro mil ochocientos setenta y cinco euros (422.694.875 euros), dentro del plazo de cinco años a partir del 20 de abril de 2010, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad

y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital.”

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social. Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

Sí ☒ No ☐

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal 0

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

Sí ☐ No ☒

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria 0

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

Sí ☒ No ☐

Descripción de las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social.

Como sociedad que integra en su grupo determinados activos y actividades regulados y cuasi-regulados, la adquisición de Gas Natural SDG, S.A. puede estar sujeta a lo dispuesto en la Disposición Adicional 11.3.1.14 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos.

Por su carácter de operador principal en los mercados de gas y electricidad, la tenencia de sus acciones está sujeta a las restricciones establecidas en el artículo 34 del Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios.

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí ☐ No ☒

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

—

B. Estructura de la administración de la sociedad

B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	20
Número mínimo de consejeros	10

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero Representante	Representante	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
Don Salvador Gabarró Serra	–	Presidente	23-06-2003	26-06-2009	Votación en Junta Accionistas
Don Antonio Brufau Niubó	–	Vicepresidente	16-06-1989	20-04-2010	Votación en Junta Accionistas
Don Rafael Villaseca Marco	–	Consejero delegado	20-04-2005	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Carlos Kinder Espinosa	–	Consejero	20-04-2005	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Carlos Losada Marrodán	–	Consejero	16-12-2002	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Demetrio Carceller Arce	–	Consejero	21-05-2008	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Emiliano López Achurra	–	Consejero	23-06-2003	26-06-2009	Votación en Junta Accionistas
Don Enrique Alcántara-García Irazoqui	–	Consejero	27-06-1991	20-04-2010	Votación en Junta Accionistas
Don Felipe González Márquez	–	Consejero	17-12-2010	14-04-2011	Votación en Junta Accionistas
Don Juan María Nin Génova	–	Consejero	21-05-2008	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Juan Rosell Lastortras	–	Consejero	26-06-2009	26-06-2009	Votación en Junta Accionistas
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	–	Consejero	20-04-2010	20-04-2010	Votación en Junta Accionistas
Don Miguel Valls Maseda	–	Consejero	20-04-2005	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	–	Consejero	28-01-2011	14-04-2011	Votación en Junta Accionistas
Don Ramon Adell Ramon	–	Consejero	18-06-2010	14-04-2011	Votación en Junta Accionistas
Don Santiago Cobo Cobo	–	Consejero	16-12-2002	21-05-2008	Votación en Junta Accionistas
Número total de consejeros					16

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
Don Narcís Serra Serra	Dominical	28-11-11

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

Consejeros ejecutivos

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
Don Salvador Gabarró Serra	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente
Don Rafael Villaseca Marco	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero delegado
Número total de consejeros ejecutivos		2
% total del Consejo		12,5

Consejeros externos dominicales

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
Don Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Repsol YPF, S.A.
Don Carlos Kinder Espinosa	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Criteria CaixaHolding, S.A.U.
Don Demetrio Carceller Arce	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Repsol YPF, S.A.
Don Enrique Alcántara-García Irazoqui	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Criteria CaixaHolding, S.A.U.
Don Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Criteria CaixaHolding, S.A.U.
Don Juan Rosell Lastortras	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Criteria CaixaHolding, S.A.U.
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Repsol YPF, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Repsol YPF, S.A.
Número total de consejeros dominicales		8
% total del Consejo		50,0

Consejeros externos independientes

Nombre o denominación del consejero	Perfil
Don Carlos Losada Marrodán	Profesor de ESADE. Académico. Licenciado en Derecho y Doctor en Dirección y Administración de Empresas
Don Emiliano López Achurra	Abogado. Diplomado en Estudios Internacionales (I.E.P) Diplomado en Derecho Comunitario (Colegio de Europa)
Don Felipe González Márquez	Abogado. Presidente del Gobierno de España de 1982-1996
Don Miguel Valls Maseda	Licenciado en Ciencias Económicas, Máster por EADA y Diplomado en Dirección de Empresas por IESE
Don Ramon Adell Ramon	Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de Barcelona
Don Santiago Cobo Cobo	Empresario. Diplomado en Alta Dirección de Empresas
Número total de consejeros independientes	6
% total del Consejo	37,5

Otros consejeros externos

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas.

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital.

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí ☐ No ☒

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Sí ☒ No ☐

Nombre del consejero	Motivo del cese
Don Narcís Serra Serra	Motivos profesionales explicados mediante carta de fecha 28-11-2011

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción
Don Rafael Villaseca Marco	Tiene delegadas amplias facultades de representación y administración acordes con las características y necesidades del cargo de consejero delegado

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
Don Rafael Villaseca Marco	Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	Consejero
Don Rafael Villaseca Marco	Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Presidente
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Consejero
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Vicepresidente

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
Don Salvador Gabarró Serra	Caixabank, S.A.	Consejero
Don Antonio Brufau Niubó	Repsol YPF, S.A.	Presidente
Don Demetrio Carceller Arce	Deoleo, S.A.	Consejero
Don Demetrio Carceller Arce	Sacyr-Vallehermoso, S.A.	Consejero
Don Demetrio Carceller Arce	Sociedad Anónima Damm	Presidente
Don Juan María Nin Génova	Repsol YPF, S.A.	Consejero
Don Juan María Nin Génova	Caixabank, S.A.	Vicepresidente y consejero delegado
Don Juan Rosell Lastortras	Caixabank, S.A.	Consejero
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol YPF, S.A.	Secretario consejero

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí ☐ No ☒

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

La política de inversiones y financiación	Sí
La definición de la estructura del grupo de sociedades	Sí
La política de gobierno corporativo	Sí
La política de responsabilidad social corporativa	Sí
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	Sí

La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	Sí
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	Sí
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	Sí

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	1.012
Retribución variable	966
Dietas	4.074
Atenciones estatutarias	0
Opciones sobre acciones y otros instrumentos financieros	0
Otros	1.728
Total	7.780

Otros beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y planes de pensiones: aportaciones	263
Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	0
Retribución variable	0
Dietas	0
Atenciones estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	0
Total	0

Otros beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y planes de pensiones: aportaciones	0
Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad	Por grupo
Ejecutivos	5.059	0
Externos dominicales	1.671	0
Externos independientes	1.050	0
Otros externos	0	0
Total	7.780	0

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante:

Remuneración total consejeros (en miles de euros)	7.780
Remuneración total consejeros/ beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,6

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
Don Manuel Fernández Álvarez	Director general de Negocios Mayoristas de Energía
Don José María Egea Krauel	Director general de Planificación Energética
Don José Antonio Couso López	Director general de Negocios Regulados de Electricidad
Don José Javier Fernández Martínez	Director general de Generación
Don Antoni Peris Mingot	Director general de Negocios Regulados de Gas
Don Daniel López Jordà	Director general de Negocios Minoristas de Energía
Don Sergio Aranda Moreno	Director general de Latinoamérica
Don Antonio Basolas Tena	Director general de Estrategia y Desarrollo
Don Antonio Gallart Gabás	Director general de Recursos
Don Jordi Garcia Tabernero	Director general de Comunicación y Gabinete Presidencia
Don Carlos Javier Álvarez Fernández	Director general Económico-Financiero
Don Manuel García Cobaleda	Director general de Servicios Jurídicos
Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	10.573

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiarios	13	
	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	No	No
¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	Sí	

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto:

Proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias

El artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración establece lo siguiente:

“1. El cargo de Consejero de Gas Natural SDG, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales, a la vista del informe emitido por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, según se prevé en el artículo 31 de este Reglamento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada consejero por el trabajo realizado en ese periodo.

2. El Consejo deberá definir la política de retribuciones a sus consejeros, determinando (i) el importe de los componentes fijos, con desglose de los que correspondan a la participación en el Consejo y en sus Comisiones y (ii) los conceptos de carácter variable, en caso de haberlos, especificando su importancia relativa respecto de los fijos. Salvo motivos fundados, la retribución por medio de la entrega de acciones, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción se circunscribirá a los Consejeros Ejecutivos.

3. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria, como parte integrante de las Cuentas Anuales, contendrá cuanta información se estime oportuna sobre la retribución percibida por los miembros del Consejo de Administración.”

Complementando lo anterior, el artículo 31, en su Apartado 2, explicita: “La Comisión (Comisión de Nombramientos y Retribuciones) tiene funciones de estudio y de propuesta sobre las siguientes materias: proponer los criterios de retribución de los Consejeros de la sociedad, así como velar por la transparencia de las retribuciones ...”

Por su parte, el vigente artículo 44 de los Estatutos Sociales, en su nueva redacción, conforme a lo acordado en la Junta General de Accionistas de 14 de abril de 2011, indica textualmente:

“El Consejo de Administración percibirá una retribución del 4% del beneficio que resulte, una vez deducidos los gastos generales, intereses, impuestos y demás cantidades que procediera asignar al saneamiento y amortización, salvo que el propio Consejo acuerde reducir la cantidad a percibir en los años en que así lo estime oportuno. La cifra resultante será para retribuir al Consejo de Administración y sus comisiones

delegadas así como a los miembros del mismo que ejerzan funciones ejecutivas y se distribuirá en la forma que estime más oportuna el Consejo, tanto en lo que se refiere a la distribución entre los miembros, en especial al presidente, en atención a las funciones y dedicación de cada uno de ellos, como en la forma a través de dietas, retribuciones estatutarias, compensación de funciones ejecutivas, etc.

Los administradores que tengan atribuidas funciones ejecutivas en la sociedad, sea cual fuere la naturaleza de su relación jurídica con ésta, tendrán derecho a percibir una retribución por la prestación de estas funciones que podrá consistir en una cantidad fija, una cantidad complementaria variable, y también sistemas de incentivos así como una parte asistencial que podrá incluir sistemas de previsión y seguros oportunos y, en su caso, la Seguridad Social. En caso de cese no debido a incumplimiento de sus funciones, podrá tener derecho a una indemnización.

La cantidad que debe percibir por el Consejo, de acuerdo con lo antes señalado, solamente podrá ser detraída después de haber reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4% del capital desembolsado conforme a lo dispuesto en el artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital.

Asimismo, los consejeros, dentro de los límites de los apartados anteriores, podrán ser retribuidos con la entrega de acciones de la sociedad o de otra compañía cotizada del grupo al que pertenezca, de opciones sobre las mismas o de instrumentos vinculados a su cotización. Esta retribución deberá ser acordada por la Junta General de Accionistas. El acuerdo expresará, en su caso, el número de acciones que se han de entregar, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el valor de las acciones que se tome como referencia y el plazo de duración de esta forma de retribución.”

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones:

A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.	Sí
La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.	Sí

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

Sí ☒ No ☐

Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen	Sí
Conceptos retributivos de carácter variable	Sí
Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente	Sí
Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos	Sí

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

Sí ☒ No ☐

Cuestiones sobre las que se pronuncia la política de retribuciones:

El Informe sobre la Remuneración de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2010, fue aprobado, como punto separado del Orden del Día y con carácter consultivo, en la Junta General celebrada el pasado día 14 de abril de 2011.

La retribución de los consejeros de los órganos de administración durante el ejercicio de 2011 ha sido fijada teniendo en cuenta los criterios de dedicación, cualificación y responsabilidad, sin que en ningún caso la cuantía comprometa su independencia en el ejercicio de sus funciones.

En particular se ha considerado conveniente mantener sus valores en los del ejercicio anterior que, a su vez, se llevan manteniendo sin variación desde el año 2007.

En consecuencia, el Consejo de Administración ha percibido las siguientes retribuciones para el ejercicio 2011:

- Presidente del Consejo de Administración: 550.000,00 euros/anuales.
- Consejero: 126.500,00 euros/anuales.
- Presidente de la Comisión Ejecutiva: 550.000,00 euros/anuales.
- Miembro de la Comisión Ejecutiva: 126.500,00 euros/anuales.
- Miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones: 12.650,00 euros/anuales.
- Miembro de la Comisión de Auditoría y Control: 12.650,00 euros/anuales.

La retribución derivada de la pertenencia a los órganos de gobierno de la sociedad consiste en una asignación fija anual. Los consejeros no han percibido dietas de asistencia.

La política de retribuciones con respecto a los consejeros ejecutivos por el desempeño de sus funciones ejecutivas, distintas de las de supervisión y decisión colegiada, inherentes a su pertenencia al órgano de administración, se fundamentan en las siguientes premisas:

- Tener un nivel retributivo global competitivo en relación con las entidades comparables en el sector energético.
- Mantener un componente variable anual vinculado a la consecución de objetivos medibles alineados con los intereses de los accionistas, con sistemas de control y medición, que determinen la percepción de la retribución variable en función de evaluaciones que midan el desempeño a nivel individual, de la unidad de negocio y del conjunto de la entidad.

- Incorporar sistemas de retribución variable a medio/largo plazo de carácter plurianual que fomenten la consecución de objetivos sostenidos en el tiempo y la retención de las personas críticas vinculadas a dichos objetivos.

Debe indicarse que durante el ejercicio de 2011 no se han producido cambios significativos en la política de remuneraciones respecto a la aplicada durante el ejercicio de 2010.

Los criterios seguidos para establecer la política de remuneración han sido la moderación, la compensación por la dedicación y la correspondencia con la evolución de los resultados.

Papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones:

Para futuros ejercicios la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha informado favorablemente al Consejo de Administración sobre el mantenimiento de la política de retribuciones seguida hasta la fecha, basada en los principios de moderación, compensación por la dedicación y correspondencia con la evolución de los resultados.

En ejercicio de las competencias que otorga el Reglamento del Consejo a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, ésta propuso los criterios de retribución de los consejeros de la sociedad, los cuales fueron adoptados por el Consejo de Administración en su sesión de 25 de febrero de 2011.

¿Ha utilizado asesoramiento externo?	—
Identidad de los consultores externos	—

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
Don Salvador Gabarró Serra	Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona	Vicepresidente primero
Don Antonio Brufau Niubó	Repsol YPF, S.A.	Presidente
Don Juan María Nin Génova	Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona	Director general
Don Juan María Nin Génova	Repsol YPF, S.A.	Consejero
Don Juan María Nin Génova	Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Vicepresidente
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol YPF, S.A.	Secretario consejero
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Director general <i>Upstream</i>

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
Don Salvador Gabarró Serra	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Consejero de Caixabank, S.A.
Don Antonio Brufau Niubo	Repsol YPF, S.A.	Presidente de YPF, S.A.
Don Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Vicepresidente y consejero delegado de Caixabank, S.A.
Don Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Consejero Vidacaixa Grupo, S.A.U.
Don Juan Rosell Lastortras	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Consejero de Caixabank, S.A.
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol YPF, S.A.	Consejero de YPF, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Presidente de Repsol Exploración, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol Exploración Guinea, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol Exploración Argelia, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol Exploración Murzuq, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Irlanda, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Suriname, S.L.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol YPF Ecuador, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol YPF Oriente Medio, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Presidente de Repsol Sinopec Brasil, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Administrador solidario de Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Perú, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Colombia, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Atlas, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Tobago, S.A.
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	Representante persona física de Repsol Exploración, S.A., Administrador único de Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí ☒ No ☐

Descripción modificaciones

Durante el ejercicio de 2011, se ha modificado el Reglamento del Consejo de Administración en dos ocasiones, mediante acuerdos de 25 de febrero y 30 de septiembre.

25 de febrero de 2011:
Armonización y adaptación del Reglamento del Consejo a las modificaciones introducidas por la Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, así como al Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

30 de septiembre de 2011:
Fijación de un límite económico a partir del cual cualquier garantía que se otorgue a favor de entidades no pertenecientes al grupo o que perteneciendo al mismo tengan socios externos con una participación superior al 25% deba ser previamente aprobado por el Consejo de Administración o Comisión Ejecutiva.

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

1. Nombramiento:

Es competencia de la Junta General el nombramiento de los consejeros y la determinación de su número, dentro de los límites fijados por el artículo 41 de los Estatutos Sociales.

Si durante el plazo para el que fueron nombrados los consejeros se produjeran vacantes, el Consejo podrá designar por el sistema de cooptación, entre los accionistas, las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la siguiente Junta General de Accionistas.

No se requiere la cualidad de accionista para ser nombrado consejero, salvo en el caso de nombramiento por cooptación al que antes se ha hecho referencia.

No pueden ser designados administradores los que se hallen en cualquiera de los supuestos de prohibición o incompatibilidad establecidos por la ley.

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

El nombramiento y reelección de consejeros está sujeto a un procedimiento formal y transparente, con informe previo de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Todas las propuestas de nombramiento de consejeros que someta el Consejo de Administración a la Junta General y las decisiones de nombramiento por cooptación que adopte, deberán ser previamente informadas por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Cuando el Consejo se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en acta de sus razones. Los consejeros afectados por propuestas de nombramiento, reelección o cese se abstendrán de asistir e intervenir en las deliberaciones y votaciones del Consejo o de sus Comisiones que traten de ellas.

De acuerdo con el Reglamento del Consejo, no podrán ser propuestos o designados como consejeros externos independientes quienes:

- a) Hayan sido empleados o consejeros ejecutivos de sociedades del grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 o 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
- b) Perciban de la sociedad, o del grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

- c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del auditor externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho periodo de la sociedad o de cualquier otra sociedad del grupo.
- d) Sean consejeros ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún consejero ejecutivo o alto directivo de Gas Natural SDG, S.A. sea consejero externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la sociedad o con cualquier sociedad del grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se considerarán relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, consejeros ejecutivos o altos directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos tres (3) años, donaciones significativas de alguna de las sociedades del grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado, de un consejero ejecutivo o alto directivo de la sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o renovación, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto a algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) de este apartado. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus consejeros dominicales en la sociedad participada.

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

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

2. Reelección:

La duración del cargo de consejero será de tres (3) años, si bien los consejeros cesantes pueden ser reelegidos una o varias veces. En ningún caso los consejeros independientes permanecerán en su cargo como tales por un periodo superior a doce años.

3. Evaluación:

Conforme al artículo 4.5 del Reglamento del Consejo, anualmente evalúa la calidad y funcionamiento del propio Consejo, así como el de sus Comisiones, previo informe de las mismas.

4. Cese o remoción:

Los consejeros cesarán en su cargo por el transcurso del periodo para el que fueron nombrados, salvo reelección y cuando lo decida la Junta General en uso de las atribuciones que ostenta. Asimismo, cesarán en los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

Según el artículo 15.4 del Reglamento del Consejo de Administración, cuando un consejero independiente cese en el cargo con antelación a la terminación del mandato para el que fue elegido deberá explicar las razones en carta dirigida a los restantes consejeros. El cese será comunicado como información relevante.

B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Además de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legalmente establecidos, el artículo 15 del Reglamento del Consejo establece:

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

- a) Cuando los consejeros internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviere asociado su nombramiento como consejero.
- b) Cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como consejeros independientes, ejecutivos o dominicales.

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

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí ☐ No ☒

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración.

Sí ☐ No ☒

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí ☐ No ☒

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

Descripción del acuerdo	Quórum	%	Tipo de Mayoría	%
Acuerdos societarios diversos.	Artículos 47 Estatutos Sociales y 10 Reglamento del Consejo. Mitad más uno de sus componentes presentes o representados.	52,94	Artículos 49 y 50 Estatutos Sociales y 10 Reglamento del Consejo. Mayoría absoluta de presentes o representados. Mayoría de 2/3 en caso de delegación de facultades.	52,94

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

Sí ☐ No ☒

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí ☐ No ☒

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí ☐ No ☒

Edad límite presidente	Edad límite consejero delegado	Edad límite consejero
0	0	0

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

Sí ☒ No ☐

Número máximo de años de mandato	12
----------------------------------	----

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación.

Explicación de los motivos y de las iniciativas	Vid. Apartado F. Recomendación 15.
---	------------------------------------

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

Sí ☒ No ☐

Señale los principales procedimientos

El Reglamento del Consejo de Administración establece en el artículo 31.2 la obligación de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones que “... en la cobertura de nuevas vacantes se velará para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado”.

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Según lo establecido en el artículo 47 de los Estatutos Sociales: "... Los consejeros que no puedan asistir podrán delegar su representación en otro consejero, sin que exista límite al número de representaciones que pueda ostentar cada consejero. La representación habrá de conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida también por telegrama, télex o telefax".

Por otra parte, el artículo 10.3 del Reglamento del Consejo indica: "Cada consejero podrá conferir su representación a otro consejero, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo. La representación de los consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio documental escrito, siendo válido el telegrama, correo electrónico, télex o telefax dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo con la suficiente antelación".

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su presidente:

Número de reuniones del Consejo	13
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión Ejecutiva o Delegada	9
Número de reuniones del Comité de Auditoría	5
Número de reuniones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones	8
Número de reuniones de la Comisión de Nombramientos	0
Número de reuniones de la Comisión Retribuciones	0

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	12
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	5,454

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

Sí ☒ No ☐

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	Cargo
Don Carlos Javier Álvarez Fernández	Director general Económico-Financiero

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

De acuerdo con el artículo 7 del Reglamento del Consejo:

“1. Una vez en su poder los informes emitidos por la Dirección general Económico Financiera y por la Comisión de Auditoría y Control, y tras las pertinentes aclaraciones, el Consejo de Administración formulará en términos claros y precisos, que faciliten la adecuada comprensión de su contenido, las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión, tanto individuales como consolidados. El Consejo de Administración velará por que los mismos muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la sociedad, conforme a lo previsto en la ley.

2. Salvo manifestación en contrario que expresamente se haga constar en acta, se entenderá que antes de suscribir la formulación de las Cuentas Anuales exigida por la Ley, el Consejo de Administración y cada uno de sus vocales, ha dispuesto de la información necesaria para la realización de este acto pudiendo hacer constar en su caso las salvedades que estime pertinentes.

3. El Consejo de Administración procurará formular las cuentas de manera que no haya lugar a salvedades por parte del auditor de cuentas de la sociedad. No obstante, cuando el Consejo de Administración considere que debe mantener su criterio, explicará públicamente el contenido y alcance de la discrepancia.”

El artículo 32 del Reglamento del Consejo regula las competencias y funciones del Comité de Auditoría y Control y, entre otras, le asigna las relacionadas con el proceso de desarrollo de la Auditoría de Cuentas.

B.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí ☐ No ☒

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese	
El artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración establece, en este sentido, lo siguiente:	
“El secretario del Consejo de Administración será nombrado y cesado por este último, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y no necesitará ser consejero. A él corresponde el ejercicio de las funciones que, en dicha condición, le atribuyen la legislación mercantil y el presente reglamento”.	
¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	Sí
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	Sí
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	Sí
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	Sí

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí ☒ No ☐

Observaciones

El artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración, en su punto tercero, establece lo siguiente:

“El secretario cuidará en todo caso de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y garantizará que sus procedimientos y reglas de gobierno sean respetados y regularmente revisados”.

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

Según el art. 32.2 del Reglamento del Consejo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control mantener las “relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría”.

También, el Consejo de Administración está obligado por su propio Reglamento (art. 6.4) a mantener una relación directa con los miembros del primer nivel de dirección de la sociedad y con los auditores. El carácter objetivo, profesional y continuo de esta relación respetará al máximo la independencia de los auditores.

Los principios que fundamentan la relación de la compañía con analistas financieros y bancos de inversión están basados en la transparencia, simultaneidad y no discriminación, además de la existencia de interlocutores específicos y distintos para cada colectivo.

Asimismo, la compañía presta especial atención en no comprometer ni interferir en la independencia de los analistas financieros al respecto de los servicios prestados por los bancos de inversión, de acuerdo con los códigos internos de conducta establecidos por ellos mismos y orientados a la separación de sus servicios de análisis y de asesoramiento.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí ☐ No ☒

Auditor saliente

—

Auditor entrante

—

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí ☐ No ☒

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí ☒ No ☐

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	784	415	1.199
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	49,970	10,880	22,270

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí ☐ No ☒

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	21	21
N.º de años auditados por la firma actual de auditoría / N.º de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,0	100,0

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
Don Salvador Gabarró Serra	Iberdrola, S.A.	0,001	—
Don Salvador Gabarró Serra	Enagás, S.A.	0,006	—
Don Salvador Gabarró Serra	Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,008	—
Don Antonio Brufau Niubó	Repsol YPF, S.A.	0,019	Presidente
Don Rafael Villaseca Marco	Repsol YPF, S.A.	0,000	—
Don Rafael Villaseca Marco	Iberdrola, S.A.	0,000	—

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
Don Rafael Villaseca Marco	Enagás, S.A.	0,000	–
Don Rafael Villaseca Marco	Endesa, S.A.	0,000	–
Don Enrique Alcántara-García Irazoqui	Iberdrola, S.A.	0,000	–
Don Juan María Nin Génova	Repsol YPF, S.A.	0,000	Consejero
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol YPF, S.A.	0,001	Secretario consejero
Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Repsol YPF, S.A.	0,002	Director general Upstream

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí ☒ No ☐

Detalle el procedimiento

Conforme dispone la normativa interna, los consejeros tienen la facultad de proponer al Consejo, a través del secretario y mediante comunicación dirigida al presidente, la contratación con cargo a la sociedad de los asesores externos (asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole) que consideren necesarios para los intereses de la sociedad con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. (art. 21.2 del Reglamento del Consejo y primer párrafo del 21.3).

El Consejo de Administración podrá vetar la aprobación de la propuesta por su innecesariedad, por su cuantía, o bien por estimar que dicho asesoramiento puede ser prestado por expertos y técnicos de la propia sociedad (art. 21.3 del Reglamento del Consejo).

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí ☒ No ☐

Detalle el procedimiento

Según el artículo 9.2. del Reglamento del Consejo:

“2. La convocatoria de las sesiones ordinarias se realizará por el presidente, o por el secretario o vicesecretario por orden del presidente, y se efectuará por cualquiera de los medios estatutariamente previstos, asimilándose a la carta la remisión de la documentación por correo electrónico, siempre que el consejero receptor haya dado su dirección en dicho correo. La convocatoria incluirá el lugar de celebración y el orden del día de la misma y se cursará, salvo casos excepcionales, con una antelación mínima de 48 horas a la celebración de la reunión. Con carácter previo a cada reunión, los consejeros dispondrán de la información y documentación consideradas convenientes o relevantes sobre los temas a tratar en el Consejo. Además, a los consejeros se les entregará el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada...”

Será válida la constitución del Consejo, sin previa convocatoria, si se hallan presentes o representados todos los consejeros y aceptan por unanimidad la celebración del Consejo.”

No obstante, según el artículo 2.3 del Reglamento del Consejo de Administración, cuando el acuerdo a adoptar sea la modificación del Reglamento del Consejo de Administración, “el presidente del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control o un número de, al menos, cuatro consejeros, podrán proponer al Consejo tales modificaciones, cuando concurren circunstancias que lo hagan, a su juicio, conveniente o necesario, acompañando en tal caso una memoria justificativa de las causas y el alcance de la modificación que se propone. El Consejo deberá ser convocado mediante notificación individual remitida a cada uno de los miembros con una antelación superior a los quince días de la fecha de la reunión.”

Por otro lado, el artículo 21.1 y 3 del citado Reglamento, en relación con el derecho de información de los consejeros establece:

“1. Los consejeros tendrán acceso, a través del presidente, y en su caso, del secretario, a todos los servicios de la sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen sobre cualquier aspecto de la sociedad. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales y se canalizará a través del presidente o del secretario del Consejo de Administración o de las Comisiones correspondientes del Consejo, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

(...)

3. Tanto la petición de acceso como la propuesta a que se refieren los números 1 y 2 de este artículo deberán ser comunicadas al presidente de la sociedad a través del secretario del Consejo”
- Es práctica habitual remitir a los consejeros, junto con la convocatoria de la reunión, toda aquella información que pueda resultar útil para un más exacto conocimiento de los asuntos a tratar en la sesión del Consejo. En nuestra opinión, la información trasladada se considera completa y suficiente para conformar la opinión y criterio de los consejeros.
- Asimismo, durante la reunión y, con posterioridad a la misma, se proporciona a los consejeros cuanta información o aclaraciones estimen pertinentes en relación con los puntos incluidos en el Orden del Día o que, sin estar incluidos, se trataron en la sesión.

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí ☒ No ☐

Explique las reglas

El artículo 15.2 del Reglamento del Consejo de Administración establece, en este sentido, lo siguiente:

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

- a) Cuando los consejeros internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como consejero.
- b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como consejeros independientes, ejecutivos o dominicales.”

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

Sí ☐ No ☒

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

Sí ☐ No ☒

Decisión tomada	Explicación razonada
—	—

B.2 Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

Comisión ejecutiva o delegada

Nombre	Cargo	Tipología
Don Salvador Gabarró Serra	Presidente	Ejecutivo
Don Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	Dominical
Don Carlos Kinder Espinosa	Vocal	Dominical
Don Carlos Losada Morradán	Vocal	Independiente
Don Demetrio Carceller Arce	Vocal	Dominical
Don Emiliano López Achurra	Vocal	Independiente
Don Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical
Don Rafael Villaseca Marco	Vocal	Ejecutivo

Comisión de auditoría y control

Nombre	Cargo	Tipología
Don Carlos Losada Morradán	Presidente	Independiente
Don Carlos Kinder Espinosa	Vocal	Dominical
Don Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal	Dominical

Comisión de nombramientos y retribuciones

Nombre	Cargo	Tipología
Don Miguel Valls Maseda	Presidente	Independiente
Don Antonio Brufau Niubó	Vocal	Dominical
Don Santiago Cobo Cobo	Vocal	Independiente

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	Si
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	Si

Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	Sí
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	Sí
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	Sí
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	Sí
Asegurar la independencia del auditor externo	Sí
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren	Sí

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	<p>Comisión de Nombramientos y Retribuciones (artículo 31 del Reglamento del Consejo).</p> <p>Funciones:</p> <p>La Comisión tiene funciones de estudio y de propuesta al Consejo sobre las siguientes materias:</p> <ul style="list-style-type: none">• Proponer los criterios de retribución de los consejeros de la sociedad, así como velar por la transparencia de las retribuciones.• Proponer la política general de remuneración de los directivos del grupo.• Proponer las directrices relativas al nombramiento, selección, carrera, promoción y despido de los miembros integrantes del primer nivel de dirección, a fin de asegurar que el grupo dispone, en todo momento, del personal de alta cualificación adecuado para la gestión de sus actividades.• Revisar la estructura y composición del Consejo de Administración, los criterios que deban informar la renovación estatutaria de los consejeros, las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se velará para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

- Emitir informe sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses y particularmente las transacciones con partes vinculadas que se sometan al Consejo.
- Emitir informe sobre los nombramientos y ceses de los miembros del primer nivel de dirección.

Organización y funcionamiento:

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los consejeros externos, teniendo presentes sus conocimientos y aptitudes. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos.

De entre los miembros de la Comisión, el Consejo de Administración elegirá al presidente de la misma, quien no tendrá voto de calidad. La secretaría de la Comisión corresponderá a la secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces sea necesario para emitir los informes de su competencia o lo considere necesario su presidente o previa solicitud de dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. Será convocada por el presidente, con una antelación mínima de dos días a la fecha señalada para la reunión, salvo causa especial justificada. La convocatoria incluirá el Orden del Día junto con la documentación relevante para el mejor desarrollo de la sesión. Las reuniones tendrán lugar, normalmente, en el domicilio social.

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión Ejecutiva o Delegada	<p>Comisión Ejecutiva (artículos 50 y 51 de los Estatutos Sociales y artículo 30 del Reglamento del Consejo):</p> <p>1.1. Facultades.</p> <p>El Consejo de Administración podrá designar de su seno una o más Comisiones Ejecutivas y nombrar uno o varios consejeros delegados y delegarles, con carácter temporal o permanente, todas o parte de las funciones, excepto aquellas que, legalmente, o por acuerdo de la Junta General, fueran de la exclusiva competencia de ésta, o indelegables del Consejo.</p> <p>Mediante acuerdo del Consejo de Administración de 20 de febrero de 1992 se le delegaron las siguientes facultades a la Comisión Ejecutiva:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Organizar, dirigir e inspeccionar todos los servicios e instalaciones de la compañía. • Nombrar, suspender y separar a los empleados y operarios de la compañía y señalar los sueldos, así como la garantía que hayan de dar los empleados que acuerde deban prestarla. • Señalar las remuneraciones que deban satisfacerse por servicios extraordinarios. • Verificar arqueos de los fondos de la sociedad. • Recibir, dirigir y contestar requerimientos e íntimas, e instar el levantamiento de actas de toda especie. • Librar, endosar, aceptar, cobrar y descontar letras de cambio y demás documentos de giro, formular cuentas de resaca y requerir protestos por falta de aceptación o pago.

- Seguir, abrir y cancelar en el Banco de España, en cualquier localidad o en cualquier otro banco, caja de ahorro o establecimiento, cuentas corrientes y de crédito firmando al efecto talones, cheques, órdenes, pólizas y demás documentos; pedir y conformar o rechazar extractos y saldos de cuentas.
- Efectuar pagos y cobros por cualquier título y cantidad incluso hacer efectivos libramientos del Estado o de las comunidades autónomas, provincias o municipios, firmar recibos y cartas de pago.
- Retirar de las oficinas de comunicaciones cartas, certificados, despachos, paquetes, giros y valores declarados, y de las compañías ferroviarias, navieras y de transporte en general, aduanas y agencias, géneros y efectos remitidos, hacer protestas y reclamaciones, dejes de cuenta y abandono de mercancías.
- Abrir, contestar y firmar la correspondencia y llevar los libros de comercio con arreglo a la ley.
- Contratar seguros de toda clase, firmando las pólizas y documentos correspondientes y cobrando en su caso las indemnizaciones pertinentes.
- Representar a la sociedad en las quitas y esperas, suspensiones de pagos, concursos, quiebras de sus deudores, asistir a las juntas, nombrar síndicos y administradores, aceptar o rechazar las proposiciones del deudor y llevar todos los trámites hasta el término del procedimiento.
- Comprar, vender, arrendar, retraer, permutar pura o condicionalmente, con precio confesado, aplazado o pagado al contado, toda clase de bienes muebles e inmuebles, derechos reales y personales, hacer declaraciones de edificación y plantación, deslindes, amojonamientos, agrupaciones y segregaciones, y otorgar contratos de todas clases.
- Constituir, aceptar, modificar, adquirir, enajenar, posponer y cancelar, total o parcialmente, antes o después de su vencimiento, háyase o no cumplido la obligación asegurada, hipotecas, prendas, prohibiciones, condiciones y toda clase de limitaciones o garantías, así como servidumbres y demás derechos reales.
- Constituir, fusionar, transformar, disolver y liquidar toda clase de sociedades, asociaciones, agrupaciones de interés económico, agrupaciones europeas de interés económico y uniones temporales de empresas, asistir o intervenir en toda clase de juntas, aportar a las compañías mercantiles toda clase de bienes, recibiendo en pago las participaciones y cuotas, derechos o acciones que procedan y, en caso de disolución, el haber que corresponda.
- Tomar parte en concursos y subastas, hacer propuestas y aceptar adjudicaciones.
- Comprar, vender, canjear y pignorar valores y cobrar sus intereses, dividendos y amortizaciones.
- Modificar, transferir, cancelar, retirar y constituir depósitos de efectivo o valores, provisionales o definitivos.
- Concertar y disponer de créditos bancarios con garantía personal o con pignoración de valores, con bancos, cajas de ahorro y establecimientos de crédito, incluso el Banco de España, firmando las pólizas y documentos correspondientes.
- Instar actas notariales de todas clases, promover y seguir expedientes de dominio y liberación de cargas; solicitar asientos en registros de la propiedad y mercantiles.

- Comparecer ante centros y organismos del Estado, de las comunidades autónomas, provincias o municipios, jueces, tribunales, magistraturas, fiscalías, sindicatos, delegaciones, comités, juntas, jurados y comisiones, y, en general, ante cualquier persona física o jurídica, pública o privada, y en ellos instar, seguir y terminar como actor, demandado o en cualquier otro concepto, toda clase de expedientes, juicios y procedimientos, civiles, penales, administrativos, contencioso-administrativos, gubernativos, laborales y fiscales, de todos los grados, jurisdicciones e instancias, elevando peticiones y ejerciendo acciones y excepciones en cualesquiera procedimientos, trámites y recursos, incluso el de casación y revisión y demás extraordinarios; prestar, cuando se requiera, la ratificación personal, absolver posiciones y confesión en juicio, bajo juramento decisorio o indecisorio.
- Nombrar apoderados y asignarles las facultades pertinentes, tanto con carácter general como para un acto u ocasión determinados, así como revocar los poderes concedidos en todo momento.

Del mismo modo, el vigente artículo 5 del Reglamento del Consejo indica que los acuerdos contemplados en los puntos quinto a octavo, décimo a decimotercero y decimosexto del propio artículo 5, pueden ser adoptados, indistintamente, por el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva. Vid. artículo 5 del Reglamento del Consejo.

Asimismo, el artículo 30.4 del Reglamento del Consejo indica que será competencia específica de la Comisión Ejecutiva la del seguimiento continuo de la gestión del primer nivel de dirección de la compañía, así como cualquier otra función que le corresponda conforme a los Estatutos o al presente reglamento, o la que le asigne el Consejo de Administración.

1.2 Organización y funcionamiento:

- La Comisión Ejecutiva estará compuesta por el presidente del Consejo de Administración y por un máximo de otros siete consejeros, pertenecientes a los grupos previstos en el artículo 3 del Reglamento, en la misma proporción existente en el Consejo de Administración. La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de, al menos, los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.
- Actuará como presidente de la Comisión Ejecutiva el presidente del Consejo de Administración y desempeñará su secretaría el secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el vicesecretario.
- La Comisión Ejecutiva se entenderá válidamente constituida cuando concurran a la reunión, presentes o representados, la mitad más uno de sus componentes.
- Los miembros de la Comisión Ejecutiva cesarán cuando lo hagan en su condición de consejero o cuando así lo acuerde el Consejo. Las vacantes que se produzcan serán cubiertas a la mayor brevedad por el Consejo de Administración.
- La Comisión Ejecutiva celebrará sus sesiones ordinarias al menos con periodicidad mensual. El secretario levantará acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se dará cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración.
- En aquellos casos en que, a juicio del presidente o de la mayoría de los miembros de la Comisión Ejecutiva, la importancia del asunto así lo aconsejara, los acuerdos adoptados por la Comisión se someterán a ratificación del pleno del Consejo.

Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Ejecutiva reservándose la última decisión sobre los mismos.

- En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Ejecutiva serán válidos y vinculantes, sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.
- Serán de aplicación a la Comisión Ejecutiva, en la medida en que puedan serlo, las disposiciones del Reglamento relativas al funcionamiento del Consejo de Administración.

Denominación comisión	Breve descripción
Comité de Auditoría	<p>Comisión de Auditoría y Control (artículos 51 bis de los Estatutos Sociales y 32 del Reglamento del Consejo).</p> <p>Funciones:</p> <p>Artículo 51 bis de los Estatutos Sociales:</p> <p>“1. Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.</p> <p>2. Proponer al Consejo de Administración, para su sometimiento a la Junta General de Accionistas, el nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.</p> <p>3. Supervisar la eficacia de control interno de la sociedad, los servicios de auditoría interna, en su caso, y los sistemas de gestión de riesgos, así como discutir con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría las debilidades significativas del Sistema de Control Interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.</p> <p>4. Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada.</p> <p>5. Establecer las oportunas relaciones con los auditores de cuentas o sociedades de auditoría para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos, para su examen por el Comité, y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría. En todo caso, deberán recibir anualmente de los auditores de cuentas o de sociedades de auditoría la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a la sociedad directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores o sociedades, o por las personas o entidades vinculados a éstos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas.</p> <p>6. Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas o sociedad auditora. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales a que hace referencia el punto anterior.</p> <p>7. Cualquier otra función que le sea encomendada por el Consejo de Administración con carácter general o particular.</p> <p>El Comité se reunirá con la periodicidad que se determine y cada vez que lo convoque su presidente o lo soliciten dos de sus miembros, adoptando sus decisiones o recomendaciones por mayoría de votos.</p> <p>En cuanto al funcionamiento del Comité de Auditoría serán de aplicación directa las reglas que establezca el Reglamento del Consejo de Administración. A falta de previsión al efecto, se aplicarán, en la medida en que lo permita su naturaleza, las reglas de funcionamiento del Consejo de Administración.</p>

Organización y funcionamiento:

La Comisión de Auditoría y Control estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los consejeros externos, teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos.

Al menos uno de los miembros de la Comisión tendrá la categoría de independiente.

El Consejo de Administración elegirá al presidente de la Comisión, quien no tendrá voto de calidad y que deberá ser sustituido según lo previsto en los Estatutos Sociales (artículo 51 bis) y en la ley, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido el plazo de un año desde su cese. La secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión, convocada por su presidente, se reunirá, cuando sea necesario para la emisión de los informes que le competen o cuando lo estime conveniente su presidente o lo soliciten dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. La convocatoria incluirá el Orden del Día junto con la documentación relevante para el mejor desarrollo de la sesión y deberá ser hecha con una antelación mínima de dos días, salvo causa especial justificada, por cualquier medio escrito. Las reuniones tendrán lugar, normalmente, en el domicilio social. La Comisión podrá invitar a sus reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente."

Artículo 32 del Reglamento del Consejo:

"2. La Comisión tiene competencia sobre las siguientes materias:

- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.
- Propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.
- Supervisión de los servicios de auditoría interna, velando por su independencia y proponiendo el nombramiento, reelección y cese de su responsable. A tal efecto, el responsable de la función de auditoría interna le presentará anualmente su plan de trabajo, le informará de las incidencias relevantes que se produzcan en su desarrollo y le someterá a final de ejercicio, un informe sobre sus actividades.
- Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.
- Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del Sistema de Control Interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución de auditor externo, así como las condiciones de su contratación.

- Relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas de auditoría.
- Seguimiento del desarrollo de la auditoría anual.
- Servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores y evaluar los resultados de cada auditoría. En todo caso, deberá recibir anualmente de los auditores de cuentas de la sociedad la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores, o por las personas o entidades vinculadas a éstos de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas.
- Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales a que hace referencia el punto anterior.
- Revisión de la información sobre actividades y resultados de la compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.
- Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.
- Examinar el cumplimiento del Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores vigente en cada momento, del presente Reglamento y, en general, de las reglas de gobierno de la sociedad y hacer las propuestas necesarias para su mejora.
- Informar durante los tres primeros meses del año, y siempre que lo solicite el Consejo de Administración, sobre el cumplimiento del presente Reglamento.
- Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.”

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y, en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Ya detallado en apartado B.2.3 de este informe
Comisión Ejecutiva o Delegada	Ya detallado en apartado B.2.3 de este informe
Comité de Auditoría	Ya detallado en apartado B.2.3 de este informe

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	<p>No se han aprobado reglamentos propios de las Comisiones del Consejo. Su funcionamiento está regulado en el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones, que está disponible en la página web de la compañía. Este Reglamento ha sido modificado en el año 2011.</p> <p>Esta Comisión ha aprobado un informe sobre la calidad y eficiencia de su funcionamiento durante el ejercicio de 2011.</p> <p>Cabe indicar que el Reglamento del Consejo de Administración se encuentra debidamente inscrito en el Registro Mercantil de Barcelona.</p>

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión Ejecutiva o Delegada	<p>No se han aprobado reglamentos propios de las Comisiones del Consejo. Su funcionamiento está regulado en el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones, que está disponible en la página web de la compañía. Este Reglamento ha sido modificado en el año 2011.</p> <p>Esta Comisión ha aprobado un informe sobre la calidad y eficiencia de su funcionamiento durante el ejercicio de 2011.</p> <p>Cabe indicar que el Reglamento del Consejo de Administración se encuentra debidamente inscrito en el Registro Mercantil de Barcelona.</p>

Denominación comisión	Breve descripción
Comité de Auditoría	<p>No se han aprobado reglamentos propios de las Comisiones del Consejo. Su funcionamiento está regulado en el Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones, que está disponible en la página web de la compañía. Este reglamento ha sido modificado en el año 2011.</p> <p>Esta Comisión ha aprobado un informe sobre la calidad y eficiencia de su funcionamiento durante el ejercicio de 2011.</p> <p>Cabe indicar que el reglamento del Consejo de Administración se encuentra debidamente inscrito en el Registro Mercantil de Barcelona.</p> <p>Por otro lado, la Comisión de Auditoría y Control elabora un informe anual sobre sus propias actividades, que es puesto a disposición de los accionistas antes de la Junta General Ordinaria anual y se publica en la página web de la compañía.</p>

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí ☒ No ☐

C. Operaciones vinculadas

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

Sí ☒ No ☐

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Arrendamientos	353
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Dividendos y otros beneficios distribuidos	97.755
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	687.624
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	9.918
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Recepción de servicios	69.586
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Compra de bienes (terminados o en curso)	884.397
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	3.340
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	518
Repsol YPF, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Prestación de servicios	31.159
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Otros gastos	24.950
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Otros ingresos	760
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Ingresos financieros	15.617
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Garantías y avales recibidos	112.500
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Dividendos y otros beneficios distribuidos	118.885
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Contratos de gestión o colaboración	1.010.004
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Gastos financieros	12.601
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1.040.631
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	550.088
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	623.570
Criteria CaixaHolding, S.A.U.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Arrendamientos	590

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

–

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

–

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

Sí ☒ No ☐

Nombre o denominación social del consejero

Descripción de la situación de conflicto de interés

Don Antonio Brufau Niubó Don Carlos Kinder Espinosa Don Demetrio Carceller Arce Don Enrique Alcántara-García Irazoqui Don Juan Rosell Lastortras Don Juan María Nin Génova Don Luis Suárez de Lezo Mantilla Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	En las operaciones con partes vinculadas que se han sometido a la aprobación del Consejo, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se han abstenido de votar, en cada caso, aquel o aquellos consejeros que representaban a la parte vinculada implicada. Ver apartado C.2.
Don Narcís Serra Serra	En las operaciones con partes vinculadas que se han sometido a la aprobación del Consejo, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se han abstenido de votar, en cada caso, aquel o aquellos consejeros que representaban a la parte vinculada implicada. Ver apartado C.2. y C.6.

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

1. Consejeros:

Los conflictos de interés están regulados en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración que contiene, al respecto, las siguientes estipulaciones:

- El consejero deberá abstenerse de intervenir en las deliberaciones y de votar en los asuntos en los que se halle directa o indirectamente interesado y se plantee un conflicto de interés.
- Se considerará que también existe interés del consejero cuando el asunto afecte a un miembro de su familia, o a una sociedad, entidad o sus respectivos grupos, no pertenecientes al grupo, en la que desempeñe cargos o funciones de representación, dirección o asesoramiento, o tenga una participación significativa en su capital o haya sido propuesto por aquéllas como consejero dominical en Gas Natural Fenosa.

- Los consejeros deberán revelar al Consejo las situaciones personales, las de sus familiares más allegados e, incluso, las de las sociedades controladas por ellos relativas a participaciones, cargos y actividades, pactos de sindicación y, en general, cualquier hecho, situación o vínculo que pueda resultar relevante para su leal actuación como administrador de la sociedad. Asimismo, los consejeros dominicales deberán informar al Consejo de cualquier situación de conflicto de interés entre la sociedad y el accionista que propuso su nombramiento, o que pudiera comprometer su deber de lealtad.
- El consejero no podrá realizar directa o indirectamente transacciones profesionales o comerciales con la compañía o sociedades de su grupo, a no ser que informe anticipadamente de la situación de conflicto de intereses, y el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, apruebe la transacción. Tratándose de operaciones ordinarias, bastará la autorización genérica de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución. En todo caso, las situaciones de conflicto de intereses en que se encuentren los administradores de la sociedad serán objeto de información en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.
- En su condición de representante leal de la sociedad deberá informar a esta última de las acciones de la misma de las que sea titular, directamente o a través de sociedades en las que tenga una participación significativa, siguiendo el procedimiento y demás trámites que se establezcan sobre inversión en acciones de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades participadas.
- Las votaciones sobre las propuestas de nombramiento, reelección o cese de consejeros serán secretas y, en ellas, así como en sus deliberaciones, deberán abstenerse de intervenir los consejeros afectados.
- El consejero deberá notificar a la sociedad los cambios significativos en su situación profesional y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como consejero.
- El consejero informará a la sociedad sobre cualquier tipo de reclamación judicial, administrativa o sobre hechos de cualquier índole en los que se encuentre implicado que, por su importancia, pudieran incidir gravemente en la reputación de la sociedad. El Consejo examinará la cuestión y adoptará las medidas que sean aconsejables en interés de la sociedad con la urgencia requerida.
- El Consejo de Administración procurará evitar en todo momento que los consejeros dominicales hagan uso de su posición para obtener ventajas patrimoniales sin contrapartida adecuada, en beneficio del accionista que les propuso para el cargo.

2. Consejeros y directivos:

Por otra parte, el Código Interno de Conducta en materia relativa a los Mercados de Valores de Gas Natural SDG, S.A. dispone, en su apartado 6, la información que los consejeros y directivos de la entidad deben facilitar en materia de conflictos de intereses:

“6.1. Las personas incluidas en el ámbito subjetivo del presente Código Interno de Conducta estarán obligadas a comunicar al secretario del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acerca de los posibles conflictos de interés que puedan surgir con las relaciones societarias en las que tenga interés o con la titularidad de su patrimonio personal o familiar, o con cualquier otra causa que interfiera en el ejercicio de las actividades que son objeto de esta norma.

En caso de duda sobre la existencia o no de un conflicto de intereses, las personas obligadas deberán consultarlo al secretario del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., quien resolverá por escrito. El secretario podrá elevar el asunto a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, cuando por su especial trascendencia lo considere conveniente.

Las personas afectadas por posibles conflictos de intereses deberán mantener actualizada la información, dando cuenta de cualquier modificación o cese de las situaciones previamente comunicadas.

6.2. Las personas afectadas deberán abstenerse de participar en la adopción de cualquier decisión que pudiera quedar afectada por el conflicto de intereses con la sociedad ...”

3. Accionistas significativos:

En relación a este apartado, el artículo 16, in fine, del Reglamento del Consejo establece:

“A tal efecto, toda transacción directa o indirecta entre la sociedad y un accionista significativo deberá someterse a la aprobación del Consejo de Administración, previo dictamen de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo, que habrá de valorarla desde el punto de vista de la igualdad de trato y de las condiciones de mercado. Los consejeros dominicales afectados deberán abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones del Consejo. Tratándose de operaciones ordinarias, podrá otorgarse una autorización genérica de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución”

El artículo 31 del Reglamento del Consejo contempla, entre las funciones encomendadas a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la de informar al Consejo sobre las transacciones que impliquen o puedan implicar conflictos de intereses y particularmente las transacciones con partes vinculadas que se sometan al Consejo.

Por último, el artículo 6.5 del referido reglamento impone al Consejo de Administración la obligación de incluir en la Memoria Anual y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo información sobre las transacciones realizadas con accionistas significativos (volumen global de las operaciones y naturaleza de las más relevantes), a fin de que los demás accionistas puedan conocer su alcance e importancia.

Hasta el 28 de noviembre de 2011 también se considera accionista significativo a Caixa d’Estalvis de Catalunya, Tarragona i Manresa, al proponer uno de los miembros del Consejo de Administración. En esta fecha, el consejero designado por ella, presentó su dimisión, que fue ratificada por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. el 16 de diciembre de 2011.

Las operaciones realizadas (en miles de euros) con Catalunya Banc, S.A., filial de Caixa D’Estalvis de Catalunya, Tarragona i Manresa, son:

Catalunya Banc, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Gastos financieros	1.850
Catalunya Banc, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Otros gastos	274
Catalunya Banc, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Ingresos financieros	433
Catalunya Banc, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Comercial	Dividendos y otros beneficios distribuidos	11.992

C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del grupo en España?

Sí ☐ No ☒

Identifique a las sociedades filiales que cotizan:

–

D. Sistemas de control de riesgos

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

La estrategia de Gas Natural Fenosa se basa en los principios básicos de crecimiento, integración, rentabilidad y calidad, transmitidos de forma reiterada a sus grupos de interés en los informes emitidos recurrentemente, tales como informes anuales, informes trimestrales de resultados e informes diversos de naturaleza estratégica.

Dicha estrategia abarca, básicamente, los ámbitos de exploración y producción de reservas de gas, aprovisionamiento y transporte de gas, comercialización mayorista y minorista de gas y electricidad, generación eléctrica y distribución de gas y electricidad.

Todo ello con presencia tanto en España como en diversos países de Europa, África y América. Ello sitúa a Gas Natural Fenosa en un contexto sometido a factores de riesgo de diversa naturaleza inherentes a su actividad.

La política general de riesgos está orientada a la salvaguarda del patrimonio de Gas Natural Fenosa, concretada en los siguientes aspectos:

- Expansión controlada de las actividades, garantizando el cumplimiento de los estándares de calidad.
- Crecimiento rentable dentro de las pautas de riesgo establecidas por los órganos de gobierno.
- Agilidad de respuesta frente a los cambios del entorno.
- Alta profesionalidad de los directivos y demás miembros de la organización.
- Dinamización de los procesos de decisión.
- Flexibilidad de la estructura organizativa orientada a los objetivos.
- Estructura normativa orientada a garantizar el adecuado funcionamiento de los procesos y subprocesos críticos para Gas Natural Fenosa, permitiendo garantizar su eficiencia, eficacia y el control adecuado de los riesgos operacionales.

Gas Natural Fenosa entiende que los riesgos que deben ser gestionados en mayor medida de forma proactiva son aquellos que, atendiendo a su severidad en caso de materializarse, pueden incidir negativamente en el cumplimiento de su Plan Estratégico y/o en su solidez financiera, a corto, medio y largo plazo. Aunque Gas Natural Fenosa realiza con prudencia y diligencia la administración de sus negocios, muchos de los riesgos mencionados son inherentes a la gestión de sus actividades, por lo que en ciertas ocasiones no están dentro de su control, no siendo factible prever y/o evitar sus consecuencias.

La dilatada experiencia de Gas Natural Fenosa en el entendimiento y control de riesgos se concreta en una gestión de los mismos bajo un enfoque integrado. La gestión global del riesgo tiene como objetivo principal garantizar que los riesgos más relevantes sean correctamente identificados, evaluados y gestionados por las distintas unidades de negocio. Todo ello, con la finalidad de asegurar que el nivel de exposición al riesgo asumido por Gas Natural Fenosa en el desarrollo de sus negocios sea congruente con el perfil global de riesgo objetivo. Dicho perfil de riesgo responde al nivel de incertidumbre que necesariamente debe asumirse para la consecución de los objetivos anuales y estratégicos establecidos por sus órganos de gobierno. El perfil de riesgo objetivo se plasma a través de diferentes límites de incertidumbre en función de la categoría de riesgo relevante, aprobados por los órganos de gobierno pertinentes.

El seguimiento y evaluación de la exposición al riesgo bajo un enfoque integrado permite funcionar como un soporte a la eficiencia en la toma de decisiones, permitiendo optimizar el binomio riesgo–rentabilidad y garantizando en cada momento la consecución de los niveles de calidad crediticia consistentes con el posicionamiento estratégico de Gas Natural Fenosa y comprometidos con sus grupos de interés.

Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa

El proceso de identificación y evaluación de los riesgos de Gas Natural Fenosa es gobernado a través del Mapa de Riesgos Corporativo. La confección y actualización de dicho mapa es responsabilidad del área Económico-Financiera en estrecha colaboración con el área de Auditoría Interna y las unidades de negocio.

Éste es un instrumento orientado a la identificación y evaluación de las principales categorías de riesgo a las que esta afecta a Gas Natural Fenosa, que de forma esquemática son:

a) Riesgo de negocio:

- a.1) Precio
- a.2) Volumen
- a.3) Regulatorio
- a.4) Estratégico

b) Riesgo financiero:

- b.1) Tipo de cambio
- b.2) Tipo de interés
- b.3) Liquidez

c) Riesgo de crédito:

- c.1) Minorista
- c.2) Mayorista

d) Riesgo operacional:

- d.1) Legal/contractual
- d.2) Recursos humanos
- d.3) Fraude
- d.4) Procesos
- d.5) Sistemas de información

Con la confección del Mapa de Riesgos se pretende analizar la incidencia de las diversas categorías de riesgo dentro de cada uno de los procesos/actividades básicos de Gas Natural Fenosa. Para ello, se tiene en cuenta:

- a) Posición en riesgo: definición y características.
- b) Variables de impacto.
- c) Severidad cualitativa y cuantitativa en caso de materialización del riesgo.
- d) Probabilidad de ocurrencia.
- e) Controles y mecanismos de mitigación empleados y efectividad de los mismos.

Una vez definido dicho mapa, es puesto en conocimiento del Comité de Riesgos, del consejero delegado y de la Comisión de Auditoría y Control, estableciéndose periódicamente las directrices básicas de actuación en materia de riesgos orientadas a mitigar la exposición en aquellas actividades con un riesgo residual con mayor incidencia para Gas Natural Fenosa.

Sistema Integral de Control y Gestión de Riesgos

Gas Natural Fenosa tiene establecido un Sistema Integral de Control y Gestión de Riesgos que permite identificar, evaluar y controlar, los riesgos a los que está expuesto. Los pilares básicos sobre los que descansa dicho sistema son:

- a) Definición de política general y perfil de riesgo.
- b) Dotación de recursos organizativos.
- c) Políticas, procedimientos y normativa interna de índole diversa.
- d) Controles adecuados y metodologías de medición.
- e) Infraestructura tecnológica y sistemas de información.

Dichos pilares son calibrados a través de un proceso de mejora continua, siendo su desempeño permanentemente regulado de forma conjunta por las diferentes comisiones, órganos de gobierno y direcciones de Gas Natural Fenosa, así como por el área de Auditoría Interna.

En el ámbito normativo, destaca la Norma General de Riesgos, cuyo objetivo principal es el establecimiento de los principios generales y pautas de comportamiento para garantizar la adecuada identificación, información, evaluación y gestión de la exposición al riesgo de Gas Natural Fenosa. La norma trata de asegurar que toda la organización comprenda y acepte su responsabilidad en la identificación, evaluación y gestión de los riesgos. A tal efecto, se plantea una asignación de diferentes responsables en la gestión, medición, control y fijación de límites para cada una de las categorías de riesgo tipificadas.

El principio fundamental en el que se basa Gas Natural Fenosa para evaluar, mitigar o reducir los principales riesgos existentes, es el de razonable prudencia empresarial en todas sus actuaciones, con estricto y fiel cumplimiento de la legalidad vigente.

Como parte integrante del Sistema Integral de Control y Gestión, destaca, especialmente, la contribución del Sistema de Medición de Riesgos. El objetivo del mismo es cuantificar, en base recurrente y probabilística, cuál es la posición de riesgo asumida globalmente y por parte de cada uno de los negocios relevantes ante factores de riesgo relacionados con la fluctuación de los precios de mercado.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales...) que afectan a la sociedad y/o su grupo:

Sí ☒ No ☐

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

Riesgo materializado en el ejercicio	Circunstancias que lo han motivado	Funcionamiento de los sistemas de control
Los riesgos han evolucionado sin impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas.	Todas las circunstancias que han incidido en la materialización de los riesgos, responden a casuísticas exógenas, inherentes a las actividades desarrolladas por Gas Natural Fenosa.	Los sistemas de control interno han funcionado de manera adecuada.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control:

Sí ☒ No ☐

En caso afirmativo detalle cuáles son sus funciones.

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Área de Auditoría Interna	<p>La misión principal del área de Auditoría Interna es la de garantizar la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos del grupo, aportando un enfoque sistemático y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos. Todo ello, orientado hacia el cumplimiento de los objetivos estratégicos del grupo, así como a la asistencia a la Comisión de Auditoría y Control y al primer nivel de dirección de Gas Natural Fenosa en el cumplimiento de sus funciones en materia de gestión, control y gobierno corporativo. Para tal fin, el área de Auditoría Interna, en dependencia de la Comisión de Auditoría y Control, y reportando a su vez al presidente y consejero delegado de Gas Natural Fenosa, elabora y ejecuta el Plan Estratégico de Auditoría de Procesos y los Planes de Auditoría Interna Anual, de acuerdo con una metodología de valoración de los riesgos operacionales alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo basada en el Marco Conceptual del Informe COSO (The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) y tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.</p> <p>De acuerdo con la citada metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control. En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implantar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecido.</p> <p>Por último, cabe señalar que las funciones y actividades del área de Auditoría Interna quedan detalladas en el Informe Anual de Actividades de la Comisión de Auditoría y Control.</p>

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Área de Recursos	<p>Tiene como responsabilidad gestionar de forma integrada servicios comunes en materias tan relevantes como Sistemas de Información, Compras, Ingeniería y Tecnología, Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente. El papel desempeñado por estas unidades es fundamental en la gestión y mitigación de riesgos de naturaleza operacional. En concreto:</p> <p>La unidad de Sistemas de Información se responsabiliza de la gestión integral de los sistemas de información a nivel grupo, definiendo la estrategia y planificación tecnológica, asegurando las condiciones de calidad de servicio, coste y seguridad requeridas por el grupo. Destaca especialmente la unidad de Gobierno de Sistemas de Información, responsable de la definición y seguimiento de los parámetros de gobierno de los sistemas de información, así como del lanzamiento, implantación y seguimiento de la normalización del modelo de sistemas de información a nivel grupo.</p> <p>La unidad de Compras se responsabiliza de la definición, planificación e implantación de las políticas de compras de bienes y servicios. También es responsable de la gestión, licitación, adjudicación y contratación de proveedores, responsabilizándose de su homologación, así como de la certificación de equipos y materiales.</p> <p>La unidad de Tecnología e Ingeniería se responsabiliza del desarrollo e implantación de soluciones tecnológicas que mejoren la eficiencia, calidad y seguridad de los procesos del grupo.</p> <p>La unidad de Calidad, Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Servicios Generales es responsable de la planificación y gestión de la calidad, seguridad, protección de la salud y el medio ambiente. Asimismo, gestiona la seguridad industrial, patrimonial y personal.</p>

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Área Económico-Financiera	<p>El área Económico-Financiera asume las responsabilidades globales sobre los riesgos, finanzas, fiscalidad, contabilidad y administración, así como el control de gestión y las relaciones con inversores. La unidad de Riesgos es responsable de la determinación conceptual del riesgo inherente a los negocios del grupo, así como de la evaluación del perfil de riesgo global del grupo y de su seguimiento. Desarrolla la normativa, política y herramientas para la gestión y seguimiento del riesgo, así como la propuesta de niveles de autorización, responsabilidades y límites de operaciones. También es responsable de la evaluación de los riesgos potenciales de daños materiales, responsabilidad civil y pérdidas de beneficio, así como de la contratación y administración de los seguros industriales y de la flota de vehículos. Adicionalmente, realiza la gestión de siniestros.</p> <p>La unidad de Finanzas es responsable de realizar la gestión financiera del grupo a corto, medio y largo plazo, así como de proponer la política financiera del grupo en términos de distribución de resultados, niveles de apalancamiento, criterios financieros sobre tipos de interés y estructura financiera de sociedades.</p>

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Área de Planificación
Energética

A través de la unidad de Balance se responsabiliza de consolidar el balance energético integrado del grupo y proponer señales para la mejor asignación de la energía.

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Área de Servicios Jurídicos

El área de Servicios Jurídicos es responsable de asesorar en los aspectos legales y gestiona los asuntos de naturaleza, civil, penal y administrativa en los diferentes ámbitos del grupo. Destaca especialmente la unidad de *Compliance* como responsable de mantener la vigilancia de la normativa legal que resulta de aplicación al grupo, así como de promover el buen gobierno corporativo. En este sentido, la unidad de Asuntos de Gobierno Corporativo, adscrita a *Compliance*, se responsabiliza de definir los aspectos básicos de gobierno corporativo en el ámbito del grupo, así como de colaborar en la elaboración de la normativa interna para reflejar estos aspectos y asegurar el cumplimiento de las normas de gobierno corporativo.

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Comisión de Auditoría y
Control

Las competencias de la Comisión de Auditoría y Control están establecidas en los Estatutos Sociales de la sociedad y el Reglamento del Consejo de Administración. Entre éstas, se encuentran las funciones de estudio, informe, apoyo y propuesta al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del cumplimiento del proceso de elaboración de la información económico-financiera, del proceso de identificación y evaluación de riesgos incluidos en el Mapa de Riesgos Corporativo, del Sistema de Control Interno y Normativo de la sociedad (normas, leyes, políticas, códigos, procedimientos contables y de control interno, etc.), del proceso de auditoría de cuentas e independencia del auditor externo y del cumplimiento de las políticas establecidas en materia de gobierno corporativo. La Comisión también tiene asignada la competencia de establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial, y, si se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

En el Informe Anual de Actividades de la Comisión de Auditoría y Control se establecen, entre otros, las principales actividades de la Comisión durante el ejercicio de 2011 relacionados con la revisión de los sistemas de control interno y gestión de riesgos de Gas Natural Fenosa.

Las funciones y actividades realizadas por la Comisión de Auditoría y Control de Gas Natural SDG, S.A. dan cumplimiento a las exigencias legales introducidas por la Ley 12/2010, por la que se modifica la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, así como a las exigencias legales introducidas por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

Asimismo, las funciones y actividades de la Comisión cumplen con las recomendaciones de buen gobierno corporativo publicadas por la Comisión Nacional del Mercado de Valores, recogidas en el Código Unificado de Buen Gobierno Corporativo de las Sociedades Cotizadas, de 19 de mayo de 2006, aprobado el 22 de mayo de 2006 (Código Conthe) y en el documento publicado en junio de 2010 sobre los Sistemas de Control Interno sobre la Información Financiera (en adelante, SCIF) en las sociedades cotizadas.

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Comisión Ejecutiva	<p>La Comisión Ejecutiva, en su condición de órgano delegado del Consejo de Administración, recabando asimismo, en cada caso, los informes y asesoramientos precisos, examina y autoriza todas las operaciones importantes que, bien por su habitual concurrencia en la compañía o bien por su cuantía económica, no autoriza el Consejo. La Comisión Ejecutiva informa habitualmente al Consejo sobre las decisiones adoptadas instando, cuando procede, a su ratificación o aprobación por el máximo órgano de gobierno.</p> <p>La Comisión Ejecutiva es, asimismo, la encargada de proponer al Consejo de Administración el Plan Estratégico, los objetivos del grupo y el presupuesto anual.</p>

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Comité de Calidad	<p>Sus objetivos principales son los de proponer el Plan Estratégico de Calidad para su aprobación por parte de la alta dirección, y se responsabiliza de coordinar e impulsar la implantación de lo establecido en el citado plan en cada una de las unidades organizativas afectadas, correspondiendo a éstas la responsabilidad final de la implantación. Asimismo, a través de la unidad de Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente y Servicios Generales, informa sobre la evolución de las mediciones realizadas de forma recurrente y sistemática del grado de satisfacción de los clientes de Gas Natural Fenosa y de la alineación entre los objetivos de calidad y los riesgos de negocio intrínsecos.</p>

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Comité de Dirección	<p>El Comité de Dirección, formado por los primeros ejecutivos de la compañía, concretamente por el consejero delegado, los directores generales y los restantes directores que conforman la alta dirección, según es de ver en el cuadro del apartado B.1.9 anterior, es el órgano que lleva a cabo la coordinación de las áreas de negocio y corporativas. Entre sus funciones principales están las de estudiar y proponer los objetivos, el plan estratégico y el presupuesto anual, así como elevar a los máximos órganos de gobierno las propuestas de las actuaciones que puedan afectar a la consecución del Plan Estratégico de la Compañía.</p> <p>Asimismo, todos los miembros del Comité de Dirección participan en la confección del Mapa de Riesgos Corporativo, a través de reuniones de trabajo en las que aportan su visión sobre las principales incertidumbres y eventuales efectos en los negocios.</p>

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Comité de Protección de Datos	<p>Su objetivo es el de promover, coordinar e impulsar la implantación de las medidas organizativas y técnicas en todas las sociedades del grupo que garanticen la seguridad y confidencialidad de los datos de carácter personal proporcionados por clientes, proveedores y empleados, cumpliendo a su vez con lo establecido en la Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal y su Reglamento de Seguridad y asegurando la cobertura de los riesgos inherentes a su ámbito de actuación.</p>

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Comité de Regulación Su objetivo es la definición del desarrollo de la estrategia integrada de regulación de Gas Natural Fenosa, garantizando que la incertidumbre asociada al ámbito regulatorio es gestionada adecuadamente.

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Comité de Riesgos Cuenta con la misión de velar por la correcta determinación y revisión del perfil de riesgo objetivo de Gas Natural Fenosa, asegurando que toda la organización comprenda y acepte su responsabilidad en la identificación, evaluación y gestión de los riesgos más relevantes.

El citado comité cuenta, como miembros permanentes, con el área Económico-Financiera, el área de Planificación Energética, el área de Negocios Mayoristas de Energía, el área de Negocios Minoristas de Energía y el área de Auditoría Interna. Adicionalmente, como miembros no permanentes para el tratamiento de casuísticas concretas, es susceptible de participar en el comité el resto de miembros del Comité de Dirección. La aplicación de la estrategia en gestión de riesgos diseñada por parte del comité se lleva a cabo por parte del Subcomité de Riesgos.

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Consejero delegado El consejero delegado autoriza aquellas operaciones que, por su importe económico o naturaleza, se encuentran directamente sometidas a su competencia y le han sido propuestas por los directores de la compañía, con los informes necesarios. En el supuesto de que dichas operaciones superen los límites preestablecidos son sometidas por el consejero delegado a la Comisión Ejecutiva o al Consejo de Administración, según corresponda.

El consejero delegado, como función primordial y principal, tiene a su cargo la ejecución e instrumentación de los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración y la Comisión Ejecutiva, pudiendo apoderar para ello a los directivos de la compañía que, en cada caso, resulten más adecuados, atendiendo a la naturaleza e importancia del asunto.

Asimismo, es destacable la participación del consejero delegado en la discusión de las conclusiones más relevantes del Mapa de Riesgos Corporativo. Dichas conclusiones permiten complementar y contextualizar la toma de decisiones en términos del riesgo asumido por Gas Natural Fenosa.

**Nombre de la comisión
u órgano**
Descripción de funciones

Consejo de Administración Gas Natural Fenosa viene practicando una política empresarial en la que el análisis y la gestión de los riesgos constituyen un punto nuclear en los procesos de toma de decisión. Los sistemas de control establecidos en la gestión de riesgos se articulan en torno a los siguientes niveles:

Consejo de Administración:

Corresponde al Consejo de Administración la realización de cuantos actos resulten necesarios para el cumplimiento del objeto social previsto en los Estatutos. El criterio que ha de presidir en todo momento es la maximización de forma sostenida del valor de la empresa. Por y para ello, será de su competencia la determinación de las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos de Gas Natural Fenosa, la supervisión y verificación del cumplimiento de la estrategia y objetivos por parte del primer nivel de dirección, respetando el objeto e interés social. Todo ello asegurando la viabilidad futura de Gas Natural Fenosa, así como su competitividad, quedando el desarrollo de la actividad empresarial expresamente sometido a su control.

En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración establecerá cuantos sistemas de supervisión sean necesarios para garantizar el control de las decisiones de sus miembros.

Con el fin de llevar a cabo las funciones comentadas anteriormente, el Consejo de Administración cuenta con las siguientes facultades, especialmente relevantes en el ámbito del control y la gestión de los riesgos.

Aprobación del Plan Estratégico de Gas Natural Fenosa, de los presupuestos anuales, del Plan de Financiación Anual y de la política de inversiones y financiación.

Aprobación de la política de control y gestión de riesgos y seguimiento periódico de los indicadores y sistemas de control interno.

Aprobación de las políticas de gobierno corporativo y de responsabilidad social corporativa.

Aprobación de la política en materia de dividendos y de autocartera.

Nombre de la comisión u órgano	Descripción de funciones
Secretaría del Consejo de Administración	<p>En virtud del artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde a la Secretaría del Consejo, a través del secretario o, en su caso, vicesecretario, auxiliar al presidente en sus labores, promoviendo el buen funcionamiento del Consejo, ocupándose, muy especialmente, de prestar a los consejeros el asesoramiento y la información necesarias, de conservar la documentación social, así como de reflejar debidamente en los libros de actas el desarrollo de las sesiones y de dar fe de los acuerdos de los órganos de gobierno de la sociedad.</p> <p>La Secretaría del Consejo cuidará en todo momento de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y demás comisiones, garantizando que sus procedimientos y reglas de gobierno sean regularmente revisados, minimizando en consecuencia los riesgos societarios existentes.</p>

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

Las actividades de Gas Natural Fenosa se ven condicionadas de forma significativa por la incidencia de las diversas regulaciones relevantes relacionadas con la actividad gasista, eléctrica y de índole medioambiental en todos los países en que opera Gas Natural Fenosa. Con el objeto de garantizar el cumplimiento de dichas regulaciones, existe una asignación de responsabilidades oportuna dentro de cada una de las unidades de negocio, orientada a garantizar la observación y cumplimiento de los aspectos regulatorios relevantes. Adicionalmente, y tal y como se ha descrito en el apartado D3, el Comité de Regulación, apoyándose especialmente en materia medioambiental en el área de Recursos a través de la unidad de Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente y Servicios Generales, se encargan de controlar, con visión global e integradora, el cumplimiento de las exigencias de índole regulatoria, tratando de evitar la asunción de riesgos en dicho ámbito. Por último, reiterar la función de los servicios jurídicos, en particular a través de la unidad de *Compliance* como responsable y supervisor del cumplimiento de la normativa legal de aplicación para el grupo.

E. Junta General

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General.

Sí ☐ No ☒

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSA para los supuestos especiales del art. 194
Quórum exigido en 1.ª convocatoria	0	0
Quórum exigido en 2.ª convocatoria	0	0

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí ☐ No ☒

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

—

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

Los derechos de los accionistas en relación con las Juntas Generales son los que establece la Ley de Sociedades de Capital y demás normativa legal aplicable:

- Derecho de información.
- Derecho de asistencia.
- Derecho de representación.
- Derecho de voto.

En relación al derecho de asistencia, podrán asistir a la Junta General los accionistas que, de forma individualizada o agrupadamente con otros, sean titulares de 100 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a las que legalmente corresponda (artículo 33 de los Estatutos Sociales).

E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

La medida adoptada más destacable es la aprobación por la propia Junta de su reglamento, ya que, como se indica en su introducción, dicho reglamento constituye una referencia obligada para la mejor información de los accionistas sobre el contenido de los acuerdos que a adoptar y para su activa participación en las reuniones de las Juntas Generales.

El reglamento fue aprobado por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de abril de 2004, modificado en junio de 2006 y, posteriormente, en abril de 2011.

Cabe destacar que, tanto en los ejercicios 2007 como 2008, se habilitó el voto electrónico en la página web de la compañía, con la voluntad de alcanzar el mayor grado de cumplimiento de los postulados de gobierno corporativo. Sin embargo, debido a la apreciable desproporción entre la utilización efectiva de la herramienta (5 accionistas en 2007 y 7 accionistas en 2008) y el coste económico que supuso su implantación, tanto en el ejercicio de 2009, como en el de 2010 y en el de 2011, no se habilitó. En conclusión, es una realidad que, a fecha de hoy, la escasa utilización del voto electrónico no justifica el coste económico que supone su implantación.

En un futuro, si cambian las circunstancias, se analizará la conveniencia de su reposición.

Desde la fecha de la publicación de la convocatoria de la Junta General, la sociedad dará a conocer, a través de la página web, el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, salvo que, tratándose de propuestas para las que legal o estatutariamente no se exija su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo de Administración considere que concurre causa justificada para no hacerlo.

Asimismo, desde la fecha del anuncio de la convocatoria se incorporará a la página web de la sociedad, además, toda aquella información que se considere conveniente para facilitar la asistencia de los accionistas a la Junta y su activa participación en ella, incluyendo:

- Información sobre el lugar donde vaya a celebrarse la Junta, describiendo en su caso la forma de acceso a la sala habilitada al efecto.
- Modelo de tarjeta de asistencia y del documento de delegación de voto, con indicación del procedimiento para la obtención de los originales.
- De estar disponibles, descripción de los sistemas de delegación o de votación electrónica que puedan ser utilizados.
- Información, en su caso, sobre sistemas o procedimientos que faciliten el seguimiento de la Junta (traducción simultánea o difusión a través de medios audiovisuales).

Asimismo, desde la fecha de la publicación de la convocatoria de la Junta General, se habilitará un foro electrónico de accionistas al que podrán acceder tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que se puedan constituir, con el fin de facilitar la comunicación entre los mismos con carácter previo a la celebración de la Junta General. En el foro podrán publicarse:

- Propuestas que pretendan presentarse como complemento al orden del día anunciado en la convocatoria.
- Solicitudes de adhesión a tales propuestas.
- Iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría previsto en la ley.
- Ofertas o peticiones de representación voluntaria.

Además, los accionistas podrán solicitar por escrito al Consejo de Administración, con anterioridad a la Junta General, los informes o aclaraciones que estimen precisos acerca de los asuntos comprendidos en el orden del día. El Consejo de Administración, salvo en los supuestos especialmente previstos (perjuicio para los intereses sociales, asuntos no comprendidos en el orden del día, información irrelevante o cuando así resulte de disposiciones legales o reglamentarias) está obligado a proporcionar dicha información.

Durante la celebración de la Junta, el presidente invitará a los accionistas que deseen intervenir a que se identifiquen ante el secretario de la mesa. Expuestos los informes que la presidencia considere oportunos y, en todo caso, antes de la votación sobre los asuntos incluidos en el orden del día, se abrirá el turno de intervención de los accionistas. Durante el turno de intervenciones los accionistas podrán solicitar verbalmente los informes o aclaraciones que estimen precisos acerca de los asuntos de dicho orden del día. Los administradores, salvo los supuestos mencionados en el párrafo anterior, o que la información solicitada no se encuentre disponible en el propio acto de la Junta, están obligados a dar la información solicitada. Dicha información será facilitada por el presidente o, en su caso, por indicación de éste, por el presidente de la Comisión de Auditoría y Control, o de otra comisión del Consejo que sea competente por razón de la materia, el secretario, un administrador o, si resultase conveniente, cualquier empleado o experto en la materia.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

Sí ☒ **No** ☐

Detalle las medidas

El Reglamento de la Junta General, que contiene un conjunto detallado de medidas para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la asamblea, puede consultarse en la página web de la sociedad.

Las medidas adoptadas más significativas son las siguientes:

- Se publican mayor número de anuncios de las Juntas Generales (ordinarias y extraordinarias) de los requeridos legalmente.
- Se emiten tarjetas de asistencia para facilitar el voto de los accionistas.
- Pueden asistir a la Junta General los accionistas que, de forma individualizada o agrupada con otros, sean titulares de un mínimo de 100 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a las que legalmente corresponda.
- Con carácter general, se facilita el acceso de los medios de comunicación a la Junta, con el objeto de dar a conocer públicamente el desarrollo de la reunión y los acuerdos adoptados.
- Asimismo, se dispone de la grabación audiovisual de la Junta para su posterior difusión.
- Para garantizar la seguridad de los asistentes y el buen orden en el desarrollo de la Junta General, se adoptan las medidas de vigilancia, protección y sistemas de control de acceso que resulten más adecuadas.
- Con carácter general, se dispondrá, asimismo, de los medios necesarios para la traducción simultánea de las intervenciones en la Junta.

- Con carácter previo a la celebración de la Junta y después de la publicación de su convocatoria, los accionistas que representen, al menos, el cinco por ciento del capital social, pueden solicitar que se publique un complemento a la convocatoria de la Junta incluyendo uno o más puntos en el orden del día. El ejercicio de este derecho debe hacerse mediante notificación fehaciente que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los cinco días siguientes a la publicación de la convocatoria.
- Los accionistas tienen derecho a intervenir en la Junta General solicitando en sus intervenciones las informaciones y aclaraciones que estimen precisas y el presidente de la Junta, en ejercicio de sus facultades de ordenación del desarrollo de la misma, y sin perjuicio de otras actuaciones:
 - I) Podrá solicitar a los intervinientes que aclaren cuestiones que no hayan sido comprendidas o no hayan quedado suficientemente explicadas durante la intervención.
 - II) Podrá llamar al orden a los accionistas intervinientes para que circunscriban su intervención a los asuntos propios de la Junta y se abstengan de realizar manifestaciones improcedentes o de ejercitar de un modo abusivo u obstruccionista su derecho.
 - III) Podrá anunciar a los intervinientes que está próximo a concluir el tiempo de su intervención para que puedan ajustar su discurso y, si persisten en las conductas descritas en el epígrafe anterior, podrá retirarles el uso de la palabra; y
 - IV) Si considerase que su intervención altera o puede alterar el normal desarrollo de la reunión, podrá conminarles a que abandonen el local y, en su caso, adoptar las medidas necesarias para el cumplimiento de esta previsión.
- Cabe destacar que, sin perjuicio de la posibilidad de formular un complemento a la convocatoria conforme al artículo 176 LSC y propuestas de acuerdos al amparo del artículo 168 LSC con anterioridad a la convocatoria de la Junta General, los accionistas pueden, durante el turno de intervenciones, formular propuestas de acuerdos a la Junta General sobre extremos del orden del día que legalmente no requiera su puesta a disposición de los accionistas en el momento de la convocatoria y sobre aquellos asuntos en relación a los que la Junta pueda deliberar sin estar incluidos en el orden del día.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

En el ejercicio de 2011, se han modificado los siguientes artículos del Reglamento de la Junta General:

“Artículo 2.- Apartado V Competencias de la Junta General de Accionistas.

V. Autorizar al Consejo de Administración para aumentar el capital social, conforme a lo previsto en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital.

Apartado 1 del Artículo 12.- Celebración de la Junta General.

La Junta General quedará válidamente constituida en primera convocatoria siempre que concurran, presentes o representados, accionistas titulares del porcentaje mínimo de capital suscrito con derecho a voto que, en cada caso, corresponda con arreglo a la Ley de Sociedades de Capital o a los Estatutos Sociales. De no concurrir quórum suficiente, la Junta General se celebrará en segunda convocatoria.

Artículo 19. Propuestas.

Sin perjuicio de la posibilidad de formular propuestas de acuerdos al amparo de lo previsto en el artículo 168 de la Ley de Sociedades de Capital con anterioridad a la convocatoria de la Junta General y de lo previsto en el artículo 172 del mencionado texto legal, los accionistas

podrán, durante el turno de intervenciones, formular propuestas de acuerdos a la Junta General sobre cualquier extremo del orden del día que legalmente no requiera su puesta a disposición de los accionistas en el momento de la convocatoria y sobre aquellos asuntos en relación con los cuales la Junta pueda deliberar sin estar incluidos en el orden del día.

Artículo 4.1. Párrafo 2.º.- Convocatoria de la Junta General.

Asimismo, el Consejo de Administración convocará la Junta General Extraordinaria siempre que lo estime conveniente para los intereses sociales. Obligatoriamente, deberá convocarla cuando lo soliciten accionistas que sean titulares de, al menos, un cinco por ciento del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar en la Junta. En tal caso, la Junta General Extraordinaria de Accionistas deberá ser convocada para celebrarse dentro del plazo legal. Los administradores confeccionarán el orden del día, incluyendo necesariamente los asuntos que hubiesen sido objeto de solicitud.

Artículo 6.- Información disponible desde la fecha de la convocatoria.

1. Desde la fecha de la publicación de la convocatoria de Junta General, la sociedad dará a conocer, a través de su página web, el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, salvo que, tratándose de propuestas para las que legal o estatutariamente no se exija su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo de Administración considere que concurre causa justificada para no hacerlo.
2. Desde la fecha del anuncio de la convocatoria se incorporará a la página web de la sociedad, además, toda aquella información que se considere conveniente para facilitar la asistencia de los accionistas a la Junta y su activa participación en ella, incluyendo:
 - I) Información sobre el lugar donde se vaya a celebrar la Junta, describiendo, en su caso, la forma de acceso a la sala habilitada al efecto.
 - II) Modelo de la tarjeta de asistencia y del documento de delegación de voto, con indicación del procedimiento para la obtención de los originales.
 - III) De estar disponibles, descripción de los sistemas de delegación o de votación electrónica que puedan ser utilizados.
 - IV) Información, en su caso, sobre sistemas o procedimientos que faciliten el seguimiento de la Junta (traducción simultánea o difusión a través de medios audiovisuales).
3. Asimismo, desde la fecha de la publicación de la convocatoria de la Junta General, la sociedad habilitará un Foro Electrónico de Accionistas, al que podrán acceder tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que se puedan constituir, con el fin de facilitar la comunicación entre los mismos con carácter previo a la celebración de la Junta General. En el foro podrán publicarse:
 - I) Propuestas que pretendan presentarse como complemento del orden del día anunciado en la convocatoria.
 - II) Solicitudes de adhesión a tales propuestas.
 - III) Iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría previsto en la ley.
 - IV) Ofertas o peticiones de representación voluntaria.

El Foro Electrónico de Accionistas se regirá por lo dispuesto en las normas del Foro Electrónico de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A., debidamente aprobadas por el Consejo de Administración.”

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

Fecha Junta General	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
14/04/2011	68,700	8,000	0,000	0,000	76,700

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el año 2011, Gas Natural SDG, S.A. celebró una Junta General Ordinaria el día 14 de abril de 2011. A continuación, se resumen los acuerdos adoptados en la Junta, así como los porcentajes de votos respectivos sobre el capital presente y representado.

Junta General Ordinaria de Gas Natural SDG, S.A., celebrada el 14 de abril de 2011.

Primero. Examen y aprobación, en su caso, de las Cuentas Anuales y del Informe de Gestión de Gas Natural SDG, S.A., correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2010.

Votos en contra: 0,0015%

Abstenciones: 0,0030%

Votos a favor: 99,9955%

Segundo. Examen y aprobación, en su caso, de las Cuentas Anuales Consolidadas y del Informe de Gestión del Grupo Consolidado de Gas Natural SDG, S.A. correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2010.

Votos en contra: 0,0015%

Abstenciones: 0,0030%

Votos a favor: 99,9955%

Tercero. Examen y aprobación, en su caso, de la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio de 2010.

Votos en contra: 0,0022%

Abstenciones: 0,0020%

Votos a favor: 99,9958%

Cuarto. Aprobación, para la asignación gratuita de acciones ordinarias a los accionistas de la sociedad, de un aumento de capital social liberado por un importe determinable y con un valor de mercado de referencia de cuatrocientos doce millones novecientos cuarenta y siete mil ciento catorce euros con cinco céntimos de euro (412.947.114,05 euros). Asunción de compromiso frente a los accionistas de adquisición de sus derechos de asignación gratuita a un precio garantizado. Previsión expresa de asignación incompleta. Delegación de ejecución del aumento de capital en el Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución y facultad de dar nueva redacción a los artículos 5 y 6 de los Estatutos Sociales. Solicitud de admisión a negociación de las acciones resultantes en las Bolsas de Valores de Barcelona, Madrid, Bilbao y Valencia, a través del Sistema de Interconexión Bursátil.

Votos en contra: 0,9172%

Abstenciones: 0,0028%

Votos a favor: 99,9800%

Quinto. Examen y aprobación, en su caso, de la gestión del Consejo de Administración durante el ejercicio de 2010.

Votos en contra: 0,0024%

Abstenciones: 0,0124%

Votos a favor: 99,9852%

Sexto. Reelección de los auditores de cuentas de la sociedad y de su grupo consolidado para el ejercicio de 2011.

Votos en contra: 0,3198%

Abstenciones: 0,0665%

Votos a favor: 99,6137%

Séptimo. Reelección, ratificación y, en su caso, nombramiento de miembros del Consejo de Administración.

7.1. Ratificación y, en su caso, nombramiento de Don Ramon Adell Ramon.

Votos en contra: 0,0684%

Abstenciones: 0,0040%

Votos a favor: 99,9276%

7.2. Ratificación y, en su caso, nombramiento de Don Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena.

Votos en contra: 0,5381%

Abstenciones: 0,0040%

Votos a favor: 99,4579%

7.3. Ratificación y, en su caso, nombramiento de Don Felipe González Márquez.

Votos en contra: 0,0731%

Abstenciones: 0,0042%

Votos a favor: 99,9227%

Octavo. Modificación de determinados artículos de los Estatutos Sociales y refundición en un solo texto de su contenido, incorporando las modificaciones acordadas por la Junta General.

8.1. Artículo 28.- Convocatoria de la Junta General, Artículo 29.- Facultad y obligación de convocar, Artículo 51 bis.- Comité de Auditoría, Artículo 57.- Informe de Gestión y Artículo 66.- Depósito de las Cuentas Anuales.

Votos en contra: 0,0128%

Abstenciones: 0,0676%

Votos a favor: 99,9196%

8.2. Artículo 18.- Emisión de obligaciones y Artículo 44.- Retribución.

Votos en contra: 0,0128%

Abstenciones: 0,1160%

Votos a favor: 99,8712%

8.3. Artículo 12.- Copropiedad y derechos reales sobre las acciones, Artículo 34.- Representación, Artículo 37.- Deliberación y adopción de acuerdos, Artículo 39.- Acta de la Junta, Artículo 41.- Consejo de Administración, Artículo 51.- Composición de la Comisión Ejecutiva, Artículo 62.- Reserva legal, Artículo 71.- Liquidación de la sociedad, Disposición Adicional y Artículo Transitorio.

Votos en contra: 0,0128%

Abstenciones: 0,0676%

Votos a favor: 99,9196%

8.4. Refundición de los Estatutos Sociales.

Votos en contra: 0,0128%

Abstenciones: 0,1199%

Votos a favor: 99,8673%

Noveno. Modificación de determinados artículos del Reglamento de la Junta General.**9.1. Artículo 2.- Competencias de la Junta General de Accionistas, Artículo 12.- Celebración de la Junta General y Artículo 19.- Propuestas.**

Votos en contra: 0,0023%

Abstenciones: 0,0591%

Votos a favor: 99,9386%

9.2. Artículo 4.- Convocatoria de la Junta General y Artículo 6.- Información disponible desde la fecha de la convocatoria.

Votos en contra: 0,0022%

Abstenciones: 0,0592%

Votos a favor: 99,9386%

Décimo. Voto consultivo en relación con el Informe Anual sobre las remuneraciones de los miembros del Consejo de Administración.

Votos en contra: 1,1569%

Abstenciones: 0,0718%

Votos a favor: 98,7713%

Decimoprimer. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, interpretar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

Votos en contra: 0,0021%

Abstenciones: 0,0027%

Votos a favor: 99,9952%

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:Sí ☒No ☐**Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General**

100

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la Junta General.

Conforme al artículo 34 de los Estatutos Sociales, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que deberá ser accionista, con igual derecho de asistencia, dando cuenta a la sociedad de la representación conferida con tres días de anticipación, cuando menos, a la fecha de celebración de la reunión.

La representación deberá conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta, salvo lo dispuesto en el artículo 187 de la Ley de Sociedades de Capital. La representación es siempre revocable. La asistencia personal a la Junta del representado tendrá valor de revocación.

Asimismo, el artículo 8 del Reglamento de la Junta General indica que el derecho de asistencia a la Junta General será delegable en favor de otro accionista que tenga derecho de asistencia.

La representación debe conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, como la correspondencia postal, la telefónica, el correo electrónico, el mensaje de telefonía móvil automática o cualquier otra técnica de comunicación electrónica o telemática admitida por la sociedad a estos efectos.

La sociedad informará en la página web corporativa y en aquellos otros medios que estime oportunos sobre el sistema de representación por medios a distancia y sobre las garantías que decida exigir respecto de la identidad y autenticidad del accionista que otorga la representación y la seguridad e integridad del contenido de la comunicación a distancia. A tal efecto, la sociedad podrá exigir el uso de la firma electrónica reconocida o cualquier otro sistema que, a juicio del Consejo de Administración o del órgano o personas en quien el Consejo delegue dicha facultad, se considere que reúne las suficientes garantías de seguridad.

Las personas físicas accionistas que no se hallen en pleno goce de sus derechos civiles y las personas jurídicas accionistas podrán ser representadas por quienes ejerzan su representación legal, debidamente acreditada.

No será válida ni eficaz la representación conferida a quien no pueda ostentarla con arreglo a la ley. La representación es siempre revocable. La asistencia personal a la Junta General del representado tendrá valor de revocación.

En los casos en que los administradores de la sociedad ostenten la representación de algún accionista, el documento en que conste la delegación deberá contener el orden del día de la Junta, así como las instrucciones para el ejercicio del derecho de voto. De no existir tales instrucciones, se entenderá el voto favorable a las propuestas del Consejo de Administración.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

Sí ☐ No ☒

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página web.

La totalidad de la información requerida se encuentra en la página web www.gasnaturalfenosa.com. Se accede al contenido del gobierno corporativo a través del apartado Información para Accionistas e Inversores.

F. Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno. En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. Que los estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.9 , B.1.22 , B.1.23 y E.1, E.2.

Cumple

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

- a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;
- b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: C.4 y C.7

No aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

- a) La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante “filialización” o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;
- b) La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;
- c) Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Cumple

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

- a) Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;
- b) En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

Ver epígrafe: E.8

Cumple

- 6.** Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Ver epígrafe: E.4

Cumple

- 7.** Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

- 8.** Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

- I) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;
- II) La política de inversiones y financiación;
- III) La definición de la estructura del grupo de sociedades;
- IV) La política de gobierno corporativo;
- V) La política de responsabilidad social corporativa;
- VI) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;
- VII) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.
- VIII) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3

b) Las siguientes decisiones:

- I) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

Ver epígrafe: B.1.14

- II) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

Ver epígrafe: B.1.14

- III) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

- IV) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General.

- V) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- 1.^a Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;
- 2.^a Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;
- 3.^a Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

Cumple parcialmente

El grado de cumplimiento es muy elevado por lo que se expone a continuación:

Conforme al artículo 4 del Reglamento del Consejo de Administración:

“1. Corresponde al Consejo de Administración la realización de cuantos actos resulten necesarios para el cumplimiento del objeto social previsto en los Estatutos. El criterio que ha de presidir en todo momento la actuación del Consejo de Administración es la maximización, de forma sostenida, del valor de la empresa. Será de su competencia, en particular:

- Determinar las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos de la sociedad y acordar, a propuesta de los miembros que integran el primer nivel de dirección, las medidas oportunas para su logro.
- Supervisar y verificar que los miembros que integran el primer nivel de dirección cumplen la estrategia y los objetivos marcados y respetan el objeto e interés social.
- Asegurar la viabilidad futura de la sociedad y su competitividad así como la existencia de una dirección y liderazgo adecuados, quedando el desarrollo de la actividad empresarial expresamente sometido a su control.
- Aprobar los códigos de conducta de la sociedad así como desarrollar las facultades previstas en el artículo 5 de este reglamento.

En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración establecerá cuantos sistemas de supervisión sean necesarios para garantizar el control de las decisiones de sus miembros, su conformidad con el interés social y velará por los intereses de los accionistas minoritarios.

2. Al Consejo de Administración le corresponde la realización de cuantos actos de gestión, representación y control sean necesarios o convenientes para la consecución del objeto y del fin social previstos en los Estatutos. Del cumplimiento de esta obligación responderá ante la Junta General. La delegación de facultades a favor de uno o varios miembros del Consejo no priva a este último de la competencia orgánica reconocida por la Ley de Sociedades Anónimas y los Estatutos Sociales.

3. El Consejo de Administración está facultado, dentro de los límites legales y estatutarios o de los expresamente establecidos en este reglamento, para:

- Proceder al nombramiento de uno o más consejeros, en caso de vacantes, por el sistema de cooptación, hasta que se reúna la primera Junta General.
- Aceptar, en su caso, la dimisión de consejeros.
- Designar y revocar al presidente, vicepresidente, consejeros delegados, secretario y vicesecretario del Consejo de Administración.
- Delegar funciones en cualquiera de sus miembros, en los términos establecidos por la ley y los Estatutos, y su revocación.
- Nombrar a los consejeros que hayan de integrar las distintas Comisiones previstas en este reglamento, y proceder a la revocación de sus mandatos.
- Formular las cuentas anuales y el Informe de Gestión.
- Presentar los informes y propuestas de acuerdos que, conforme a lo previsto en la ley y en los Estatutos, debe elaborar el Consejo de Administración para el conocimiento y la aprobación, en su caso, por la Junta General, incluido el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

- Establecer los objetivos económicos de la sociedad y aprobar, a propuesta del primer nivel de dirección, las estrategias, planes y políticas destinadas al logro de aquéllos, quedando sometido a su control el cumplimiento de tales actividades.
 - Aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos.
 - Establecer su propia organización y funcionamiento, así como el del primer nivel de dirección de la sociedad y, en especial, modificar el presente reglamento.
 - Ejercitar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración, que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General, así como las restantes facultades que este reglamento le otorga.
4. El Consejo de Administración es, asimismo, titular de la representación orgánica de la sociedad en los términos legal y estatutariamente establecidos. La delegación o atribución de tal poder de representación a favor de uno o varios consejeros conlleva la obligación de estos últimos de notificar al Consejo cuantos actos realicen en ejecución de dicho poder y que excedan de la ordinaria administración.
5. El Consejo de Administración evaluará periódicamente su propio funcionamiento, así como el funcionamiento de sus comisiones.”

Del mismo modo, el artículo 5 de dicho reglamento relativo a las facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración indica:

“No obstante las facultades representativas y de ejecución que los Estatutos otorgan al presidente y a los consejeros delegados, así como los efectos que frente a terceros tengan los apoderamientos o delegaciones directamente conferidos por la sociedad, será precisa, con respeto de la autonomía legal de los órganos de gobierno de las sociedades del grupo, una previa decisión del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., en los siguientes casos:

1. Presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto las de Gas Natural SDG, S.A., como las consolidadas, así como de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los administradores de la sociedad.
2. Aprobación del Plan Estratégico del Grupo, de los presupuestos anuales, del Plan de Financiación Anual y de la política de inversiones y financiación.
3. Definición de la estructura societaria y de la estructura de delegaciones y apoderamientos.
4. Aprobación de las políticas de gobierno corporativo y de responsabilidad social corporativa.
5. Constitución de nuevas sociedades o entidades o participación en las ya existentes, cuando suponga una inversión superior a diez millones de euros que tenga carácter estable para el grupo o sea ajena a la actividad principal de la compañía.
6. Aprobación de operaciones de fusión, absorción, escisión, concentración o disolución, con o sin liquidación, en que esté interesada cualquiera de las sociedades del grupo, que tengan relevancia para el mismo. En todo caso, se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones en que intervengan sociedades con socios externos al grupo.
7. Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos por parte de cualquier sociedad del grupo que, por su cuantía o naturaleza, tengan relevancia para el mismo. En todo caso, se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones de cuantía superior a diez millones de euros.

8. Aprobación de los proyectos de inversión que se vayan a efectuar por cualquier sociedad del grupo que, por su cuantía o naturaleza, tengan relevancia para el mismo. En todo caso, se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones de cuantía superior a quince millones de euros.
9. Aprobación de los programas de emisión y renovación de pagarés en serie, de obligaciones o de otros títulos similares por Gas Natural SDG, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.
10. Aprobación de operaciones financieras, que vaya a efectuar cualquier sociedad del grupo, que por su cuantía o naturaleza tengan relevancia para el mismo y no estén incluidas en el Plan de Financiación Anual. En todo caso, se entenderá que tiene dicha relevancia cualquier colocación de excedentes a un plazo superior a un año o financiación a cualquier tipo de plazo de cuantía superior a diez millones de euros.
11. Concesión de afianzamientos por parte de sociedades pertenecientes al grupo para garantizar obligaciones de entidades no pertenecientes al mismo o que perteneciendo al mismo tengan socios externos.
12. Cesión de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial que pertenezca a Gas Natural SDG, S.A. o sociedades del grupo y que tengan relevancia económica.
13. Aprobación o ratificación del nombramiento y cese de los miembros del primer nivel de dirección y de los administradores de las distintas sociedades pertenecientes al grupo.
14. Aprobación del nombramiento y cese de los patronos y cargos de la Fundación Gas Natural, de los representantes personas físicas de Gas Natural SDG, S.A. en los supuestos en los que ésta ocupe el cargo de administrador en otra sociedad, y de los administradores de las sociedades participadas no pertenecientes al grupo, cuando la compañía tenga la facultad de proponer su nombramiento.
15. Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la compañía.
16. Celebración de acuerdos de carácter comercial, industrial o financiero de importancia relevante o estratégica para el grupo que supongan una modificación, cambio o revisión del Plan Estratégico o Presupuesto Anual vigentes.
17. Aprobación de cualquier transacción relevante de la sociedad con un accionista significativo, en los términos del artículo 19.
18. Aprobación de la información financiera que legalmente corresponda.
19. Aprobación de la política de control y gestión de riesgos y seguimiento periódico de los indicadores y sistemas internos de control.
20. Aprobación de la política en materia de dividendos y de autocartera.

Los acuerdos contemplados en los puntos quinto a octavo, décimo a decimotercero y decimosexto, pueden ser adoptados, indistintamente, por el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva.

El presidente, los consejeros delegados o el secretario, ejecutarán los acuerdos que adopte el Consejo de Administración de conformidad con este artículo, notificarán la autorización o aprobación en los términos que procedan y cursarán las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.”

Consiguientemente con ello, existen determinadas competencias que, por razones de urgencia, eficacia y operatividad, han sido otorgadas indistintamente al Consejo de Administración y a la Comisión Ejecutiva.

- 9.** Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: B.1.1

Explique

En la actualidad, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., dentro del mínimo de diez miembros y máximo de veinte miembros que establece el artículo 41 de los Estatutos Sociales, en virtud del acuerdo adoptado en la Junta General de Accionistas celebrada el 23 de junio de 2003, está formado por 17 miembros. Dicho número excede en dos de la Recomendación 9 del Código Unificado de Buen Gobierno, si bien la compañía entiende que la dimensión actual del Consejo es la adecuada y precisa para la correcta gestión y supervisión de la sociedad, sin que dicho número impida, limite o restrinja, en modo alguno, un funcionamiento eficaz y participativo de dicho órgano de gobierno.

- 10.** Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.2 , A.3, B.1.3 y B.1.14

Cumple

- 11.** Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.

Ver epígrafe: B.1.3

No aplicable

- 12.** Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: B.1.3 , A.2 y A.3

Cumple

13. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple

14. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4

Cumple

15. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

- a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras.
- b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3

Cumple parcialmente

El artículo 31 del Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración y sus Comisiones establece que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones revisará las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se velará para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

En la actualidad, no hay consejeras en el Consejo, si bien, en el pasado, Gas Natural SDG, S.A. ha tenido consejeras en el mismo. La compañía en ningún caso ha limitado, vetado o restringido el posible nombramiento de un consejero por razón de su sexo, circunstancia que de por sí jamás ha sido tenida en cuenta.

16. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del consejero delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

- 17.** Que, cuando el presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su presidente.

Ver epígrafe: B.1.21

No aplicable

- 18.** Que el secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:

- a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;
- b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;
- c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.34

Cumple

- 19.** Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: B.1.29

Cumple

- 20.** Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30

Cumple

- 21.** Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple

22. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:

- a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;
- b) Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;
- c) El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafe: B.1.19

Cumple

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al presidente o al secretario del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: B.1.41

Cumple

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

- a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;
- b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17

Cumple parcialmente

Dado el alto nivel de participación y asistencia a las sesiones de los órganos de gobierno por parte de los miembros del Consejo, la sociedad no ha establecido hasta la fecha reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte dichos consejeros, si bien y de forma expresa se establece en el artículo 18 del Reglamento del Consejo la obligación de no competencia.

Así, dice el artículo 18 del Reglamento del Consejo:

“El consejero no podrá desempeñar, por sí o por persona interpuesta, cargos de todo orden en las empresas o sociedades competidoras de Gas Natural SDG, S.A. o de cualquier empresa de su grupo, ni tampoco prestar a favor de las mismas servicios de representación o de asesoramiento. Se entenderá que una sociedad es competidora de Gas Natural SDG, S.A., cuando, directa o indirectamente, o a través de las sociedades de su grupo, se dedique a cualquiera de las actividades incluidas en el objeto social de ésta.

El Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y de Retribuciones, podrá dispensar el cumplimiento de esta obligación, cuando existan causas justificadas y con ello no se afecte de manera negativa a los intereses sociales”

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

- a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico;
- b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple

29. Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un periodo continuado superior a 12 años.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple

30. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2 , A.3 y B.1.2

Cumple

- 31.** Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del periodo estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26

Cumple

- 32.** Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: B.1.43, B.1.44

Cumple

- 33.** Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple

- 34.** Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: B.1.5

Cumple parcialmente

La recomendación no se aplica a los consejeros dominicales ni ejecutivos por cuanto los mismos acceden al Consejo de forma distinta que los consejeros independientes. Los primeros tienen el origen de su nombramiento en una propuesta de un titular de participaciones significativas estables en el capital de la sociedad, los segundos acceden al Consejo de Administración en virtud de sus competencias ejecutivas o funciones de primer nivel, y los consejeros independientes son los designados en virtud de sus condiciones personales y profesionales, siendo personas que puedan ejercitar sus funciones sin verse condicionados por relaciones con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos. Por ello, sólo a estos consejeros se les solicita que, cuando por cualquier motivo, cesen en su cargo antes de la finalización de su mandato, expliquen los motivos de su cese al resto de consejeros. Véase, no obstante, la nota aclaratoria al apartado B.1.4.

35. Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:

- a) Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;
- b) Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:
 - I) Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.
 - II) Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;
 - III) Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y
 - IV) Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.
- c) Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.
- d) Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:
 - I) Duración;
 - II) Plazos de preaviso; y
 - III) Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.

Ver epígrafe: B.1.15

Cumple

- 36.** Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Ver epígrafes: A.3, B.1.3

Cumple

- 37.** Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple

- 38.** Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

No aplicable

- 39.** Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple

- 40.** Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Ver epígrafe: B.1.16

Cumple

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:

- I) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;
- II) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;
- III) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;
- IV) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;
- V) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;
- VI) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;
- VII) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;
- VIII) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.

b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:

- I) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;
- II) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;
- III) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;
- IV) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.

c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple parcialmente

En la memoria de las Cuentas Anuales se individualizan los importes devengados por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia a este órgano de gobierno, a la Comisión Ejecutiva, a la Comisión de Auditoría y Control, y a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de la sociedad, indicándose, de forma agregada, el resto de retribuciones, con desglose de los diferentes conceptos retributivos.

- 42.** Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, “Comisión Delegada”), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple

- 43.** Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Explique

El presidente del Consejo, a la vez presidente de la Comisión Ejecutiva de la compañía, informa a los miembros del Consejo de Administración de aquellos asuntos tratados en la Comisión que no tienen la condición de recurrentes, ordinarios o habituales. Asimismo, cuando la Comisión Ejecutiva, en ejercicio pleno de sus competencias, entiende que determinado asunto sometido a su consideración por su importancia estratégica, cuantitativa o cualitativa debe ser informado al Consejo de Administración o conocido por éste, lo eleva al mismo para la correspondiente toma de razón.

- 44.** Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- c) Que sus presidentes sean consejeros independientes.
- d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3

Cumple parcialmente

Los presidentes y miembros de las distintas comisiones forman parte del Consejo de Administración y éstas, a su vez y en ejercicio de sus competencias, formulan las distintas propuestas e informes que, posteriormente, son sometidos al mismo, motivo por el cual, y al objeto de evitar la remisión de documentación duplicada, no se remiten las actas de las comisiones.

- 45.** Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Cumple

- 46.** Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

- 47.** Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Cumple

- 48.** Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

- 49.** Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

- a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;
- b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;
- c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;
- d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafe: D

Cumple

- 50.** Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- b) Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- c) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

- a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.
- c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:
 - I) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
 - II) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores.
 - III) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.
- d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3

Cumple

- 51.** Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

- 52.** Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

- b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.
- c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3

Cumple

- 53.** Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: B.1.38

Cumple

- 54.** Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: B.2.1

Cumple

- 55.** Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.
- c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.
- d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple parcialmente

La única cuestión a considerar en este epígrafe sería la relativa a la diversidad de género para la que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene encomendada la misión de revisar las aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, el cumplimiento de los requisitos exigidos para cada categoría de consejeros y el proceso de incorporación de nuevos miembros, elevando al Consejo los oportunos informes cuando proceda. En la cobertura de nuevas vacantes se vela

para que se utilicen procesos de selección que no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, incluyéndose, en las mismas condiciones, entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado. Dicha obligación viene recogida en el artículo 31.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

- I) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;
- II) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.
- III) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: B.1.14 y B.2.3

Cumple

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple

G. Otras informaciones de interés

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

Nota aclaratoria al apartado B.1.2

Don Narcís Serra Serra presentó, mediante carta de fecha 28 de noviembre de 2011, su dimisión al cargo de consejero del Consejo de Administración.

Nota aclaratoria al apartado B.1.4

Don Narcís Serra Serra, propuesto por Caixa D'Estalvis de Catalunya, Tarragona i Manresa, entidad de reconocido prestigio, ha ocupado el cargo de consejero hasta la fecha de su dimisión, presentada por carta el 28 de noviembre de 2011, que fue notificada como hecho relevante el día 2 de diciembre de 2011.

Nota aclaratoria al apartado B.1.30

El número 12 reflejado en el cuadro superior indica el número de inasistencias de los consejeros en las 13 sesiones del Consejo de Administración celebradas durante el ejercicio de 2011, conforme a la definición dada en el inciso final de este apartado.

Nota aclaratoria al apartado B.1.40

En el % de participación se han tenido en cuenta tanto las acciones directas como las indirectas que posee cada consejero en entidades que tengan el mismo, análogo o complementario, género de actividad.

Nota en relación al Código de Buenas Prácticas Tributarias

El Consejo de Administración, en su sesión de 17 de septiembre de 2010, acordó la adhesión de Gas Natural Fenosa al Código de Buenas Prácticas Tributarias.

De acuerdo con lo previsto en el Código de Buenas Prácticas Tributarias, se manifiesta expresamente que Gas Natural Fenosa ha cumplido efectivamente con el contenido del mismo y, en particular, que en la reunión celebrada el día 27 de enero de 2012 el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa ha sido informado sobre las políticas fiscales seguidas por el grupo durante el ejercicio de 2011.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe, en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de Buen Gobierno:

Sí ☐ No ☒

Fecha y firma:

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha

27-01-2012

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí ☐ No ☒

Anexo. Documento complementario al Informe Anual de Gobierno Corporativo de Gas Natural SDG, S.A. correspondiente al ejercicio de 2011 en relación al artículo 61 bis de la Ley del Mercado de Valores

Información de los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera, así como el porcentaje del capital social que represente la autocartera de la sociedad y sus variaciones significativas (art. 61 bis 4, a, 3º LMV).

La sociedad no tiene valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario.

La sociedad no tiene autocartera.

Información relativa a las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad (art. 61 bis 4, a, 4º LMV).

En cuanto a la modificación de los Estatutos Sociales se regulan en los artículos 24, 32 y 68 de los Estatutos Sociales y 2 del Reglamento de la Junta General de Accionistas.

Junta General.

- Los accionistas constituidos en Junta General, debidamente convocada, decidirán por mayoría en los asuntos propios de la competencia de la Junta.
- Todos los socios, incluso los disidentes y los que no hayan participado en la reunión, quedan sometidos a los acuerdos de la Junta General (art. 24 Estatutos Sociales).

Acuerdos especiales y mayorías. Constitución.

- Para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la reducción del capital, la supresión o la limitación del derecho de suscripción preferente de nuevas acciones u obligaciones convertibles, así como la transformación, la fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo, el traslado del domicilio al extranjero, y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria, será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital (art. 32 de los Estatutos Sociales).

Modificación de Estatutos.

- La modificación de los Estatutos deberá ser acordada por la Junta General y exige la concurrencia de los requisitos siguientes:
 - 1) Que el Consejo de Administración o, en su caso, los accionistas autores de la propuesta formulen un informe escrito, con la justificación de la misma.
 - 2) Que se expresen en la convocatoria, con la debida claridad, los extremos cuya modificación se propone, así como el derecho que corresponde a todos los accionistas de examinar, en el domicilio social, el texto íntegro de la modificación propuesta y el informe sobre la misma y el de pedir la entrega o el envío gratuito de dichos documentos.
 - 3) Que el acuerdo sea adoptado por la Junta General, de conformidad con lo dispuesto en estos Estatutos.
 - 4) En todo caso, el acuerdo se hará constar en escritura pública, que se inscribirá en el Registro Mercantil y se publicará en el Boletín Oficial del mismo (art. 68 Estatutos Sociales).

Competencias de la Junta General de Accionistas.

- La Junta General de Accionistas, como máximo órgano de decisión de la sociedad, tiene facultades para la adopción de toda clase de acuerdos referentes a la sociedad y, en particular, le corresponde:
 - I. Aprobar, en su caso, las cuentas anuales de la sociedad y resolver sobre la aplicación del resultado, así como aprobar, en su caso, las cuentas anuales consolidadas.
 - II. Nombrar y separar a los miembros del Consejo de Administración, así como ratificar o revocar los nombramientos por cooptación efectuados por el propio Consejo y aprobar su gestión.
 - III. Nombrar y, en su caso, reelegir a los Auditores de Cuentas.
 - IV. Acordar la emisión de obligaciones, el aumento o reducción de capital, la transformación, fusión, escisión o disolución de la sociedad y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales.
 - V. Autorizar al Consejo de Administración para aumentar el capital social, conforme a lo previsto en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital.
 - VI. Autorizar la adquisición derivativa de acciones propias de la sociedad en los términos legalmente previstos.
 - VII. Otorgar al Consejo de Administración las facultades que, para casos no previstos, estime oportunas.
 - VIII. Decidir sobre los asuntos que le sean sometidos por acuerdo del Consejo de Administración.
 - IX. Decidir acerca de la aplicación de sistemas de retribución consistentes en la entrega de acciones o de derechos sobre ellas, así como de cualquier otro sistema de retribución que esté referenciado al valor de las acciones, con independencia de quién resulte ser beneficiario de tales sistemas de retribución.
 - X. Decidir lo procedente sobre todas aquellas cuestiones que no se determinen especialmente en los Estatutos y no sean de la exclusiva competencia del Consejo de Administración (art. 2 Reglamento Junta General).

Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y cualquier restricción al derecho de voto (art. 61 bis 4, b LMV).

No existen restricciones a la transmisibilidad de valores. Según el artículo 11 de los Estatutos Sociales de Gas Natural SDG, S.A., las acciones son transmisibles en la forma en que las disposiciones vigentes lo regulen. Todo ello, sin perjuicio de la aplicación de determinadas normas, que se exponen a continuación.

Como entidad cotizada, la adquisición de participaciones significativas está sujeta a comunicación al emisor y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, conforme al artículo 53 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores, al artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre y Circular 2/2007 de 19 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que prevén como primer umbral de notificación el 3% de los derechos de voto.

También, en cuanto a sociedad cotizada y salvo la excepción contenida en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 1066/2007, la adquisición de un porcentaje igual o superior al 30% de los derechos de voto de la sociedad, determina la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición de Valores en los términos establecidos en el artículo 60 de la Ley 24/1988 del Mercado de Valores.

Adicionalmente son relevantes las normas sectoriales por la entidad energética del grupo en España:

- Como sociedad que integra en su grupo determinados activos y actividades regulados y cuasiregulados, la adquisición de sus acciones puede estar sujeta a lo dispuesto en la Disposición Adicional 11.3.1.14 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos.
- Por su carácter de operador principal en los mercados de gas y electricidad, la tenencia de sus acciones está sujeta a las restricciones establecidas en el artículo 34 del Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios.

Información de los poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones (art. 61 bis 4, c, 3º LMV).

La compañía ha otorgado en favor del presidente del Consejo de Administración y del consejero delegado amplias facultades de representación y gestión que les permiten atender los asuntos ordinarios de la sociedad, exceptuando las indelegables que por ley, estatutos o reglamentos corresponden a la Junta General, al Consejo de Administración o sus comisiones.

Para la ejecución de determinados acuerdos que, por cuestiones diversas, requieren de un mandato específico, el Consejo de Administración o la Comisión Ejecutiva han otorgado poderes especiales en favor del presidente o del consejero delegado, que se agotan, en un solo acto, con su ejercicio.

La Junta General de Accionistas de 20 de abril de 2010, en su punto octavo del Orden del Día, acordó lo siguiente:

Octavo. Autorización al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, directamente o a través de sociedades del grupo Gas Natural SDG, S.A., en los términos que acuerde la Junta General y con los límites legalmente establecidos, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Octavo 1. Dejar sin efecto la autorización otorgada al Consejo de Administración por la Junta General celebrada el 26 de junio de 2009, para adquirir a título oneroso acciones de la sociedad.

Octavo 2. Autorizar al Consejo de Administración para que en un plazo no superior a los cinco años pueda adquirir a título oneroso, en una o varias veces, hasta un máximo del 10% del capital suscrito o la cifra máxima que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente en el momento de adquisición, acciones de la sociedad que estén totalmente desembolsadas, sin que nunca el valor nominal de las acciones adquiridas directa o indirectamente, sumándose al de las que ya posean la sociedad y sus filiales supere el 10% del capital suscrito, o cualquier otro que legalmente se establezca. 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%. En el caso de que las acciones no cotizasen, el precio máximo y mínimo de adquisición se señalará entre una vez y media y dos veces el valor contable de las acciones, de acuerdo con el último balance consolidado auditado. El Consejo de Administración queda facultado para delegar la presente autorización en la persona o personas que crea conveniente. La presente autorización se entiende que es extensiva a la adquisición de acciones de la sociedad por parte de sociedades dominadas.

Asimismo, la Junta General de 20 de abril de 2010, en su punto noveno del Orden del Día, adoptó el siguiente acuerdo:

Noveno. Autorización al Consejo de Administración, conforme a lo dispuesto en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas, para que, dentro del plazo máximo de cinco (5) años, si lo estima conveniente, pueda aumentar el capital social, hasta la cantidad máxima correspondiente al 50% del capital social de la sociedad en la fecha de la autorización, con previsión de suscripción incompleta, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, en una o varias veces, y en la oportunidad y cuantía que considere adecuadas, incluyendo la facultad de suprimir, en su caso, el derecho de suscripción preferente, dando nueva redacción al vigente Artículo Transitorio de los Estatutos Sociales y dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Noveno 1. Teniendo en cuenta la cifra actual del capital social, autorizar al Consejo de Administración para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros) dentro del plazo de cinco años, a partir de esta fecha, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sean precisos por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 26 de junio de 2009.

Noveno 2. Con arreglo a lo establecido en el artículo 159.2 de la Ley de Sociedades Anónimas, se atribuye expresamente al Consejo de Administración la facultad de excluir, en todo o en parte, el derecho de suscripción preferente en relación con todas o cualquiera de las emisiones que acordare según la presente autorización.

Noveno 3. Como consecuencia del acuerdo precedente, modificar el Artículo Transitorio de los Estatutos Sociales, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

“Artículo Transitorio.- Delegación al Consejo de Administración.

El Consejo de Administración de la sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, ha sido autorizado para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros), dentro del plazo de cinco años, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 153.1.b) de la Ley de Sociedades Anónimas.”

Última modificación del Artículo Transitorio.

Dicha autorización, en parte, fue utilizada por el Consejo de Administración de la compañía en su sesión de 17 de junio de 2011, ampliando el capital en 38.183.600 euros, por lo que la autorización vigente es de 422.694.875 euros y el redactado del Artículo Transitorio el siguiente:

“Artículo Transitorio.- Delegación al Consejo de Administración.

El Consejo de Administración de la sociedad, por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, con vigencia de cinco años desde su adopción, fue autorizado para aumentar el capital social en cuatrocientos sesenta millones ochocientos setenta y ocho mil cuatrocientos setenta y cinco euros (460.878.475 euros), de los cuales y mediante acuerdo del Consejo de Administración de fecha 17 de junio de 2011, se ha ejecutado dicha delegación en la cantidad de 38.183.600 euros, por lo que en virtud de la delegación que se mantiene vigente, el Consejo de Administración de la sociedad, por el indicado acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2010, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad no ejecutada hasta el límite máximo autorizado, es decir, en cuatrocientos veintidós millones seiscientos noventa y cuatro mil ochocientos setenta y cinco euros (422.694.875 euros), dentro del plazo de cinco años a partir del 20 de abril de 2010, mediante desembolso dinerario, en una o varias veces, en la oportunidad y cuantía que el mismo decida, emitiendo acciones ordinarias, privilegiadas o rescatables, con voto o sin voto, con prima o sin prima, sin necesidad de nueva autorización de la Junta General, con la posibilidad de acordar en su caso la exclusión, total o parcial, del derecho de suscripción preferente, así como para modificar los artículos de los Estatutos Sociales que sea preciso por el aumento o aumentos de capital que realice en virtud de la indicada autorización, con previsión de suscripción incompleta, todo ello de conformidad con lo establecido en el artículo 297.1.b), de la Ley de Sociedades de Capital.”

Información de los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información (art. 61 bis 4, c, 4º LMV).

El Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF, S.A. y Gas Natural SDG, S.A., comunicado como hecho relevante a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF, S.A. y Gas Natural SDG, S.A., relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L., contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

Más de la mitad de la deuda viva del grupo tiene cláusula de cambio de control, ya sea por adquisición de más del 50% de las acciones con voto o por obtener el derecho a nombrar la mayoría de miembros del Consejo de Gas Natural SDG, S.A., si bien la mayor parte de estas cláusulas están sujetas a condiciones adicionales tales como: reducción importante de la calificación crediticia (*rating*) provocada por el cambio de control, perjuicio material para el acreedor, cambio material adverso en la solvencia o en la capacidad de cumplir el contrato.

La mayoría de estas cláusulas suponen el reembolso de la deuda en un plazo mayor al concedido en los supuestos de resolución anticipada; en algunas se contempla el otorgamiento de garantías como alternativa al reembolso.

Información de los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición (art. 61 bis 4, c, 5º LMV).

El contrato del consejero delegado contiene una cláusula que establece una indemnización que triplica la compensación anual prevista para determinados supuestos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución por el pacto de no competencia post-contractual por un período de un año.

Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Adicionalmente, existen acuerdos de indemnización con veintiún directivos, cuyos importes dan derecho a los mismos a percibir una indemnización mínima de una anualidad en determinados casos de extinción de la relación. Asimismo, se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Descripción de las principales características de los sistemas internos de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de la información financiera. (art. 61 bis, 4, h).

1. Entorno de Control de la Entidad

1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Gas Natural Fenosa ha definido su Sistema de Control Interno de Información Financiera (en adelante SCIF) en la “Norma General del Sistema de Control Interno de Información Financiera (SCIF) de Gas Natural Fenosa”.

Como parte del SCIF, Gas Natural Fenosa ha definido, en la citada norma general, el modelo de responsabilidades del mismo. Este modelo se articula en torno a los siguientes cinco ámbitos de responsabilidad:

- Consejo de Administración: Es responsable de la existencia de un SCIIF adecuado y eficaz, cuya supervisión tiene delegada en la Comisión de Auditoría y Control.

El Reglamento del Consejo de Administración, en su artículo 5 apartado 19, establece que la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y seguimiento periódico de los indicadores y sistemas internos de control es una de las facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo.

- Comisión de Auditoría y Control: Esta Comisión tiene, entre otras, la responsabilidad en la supervisión del SCIIF. El Reglamento del Consejo de Administración en su artículo 32 apartado 2, indica que la Comisión tiene, entre otras, las siguientes competencias:
 - Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.
 - Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del Sistema de Control Interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
 - Revisión de la información sobre actividades y resultados de la compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.
 - Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.

Para el desarrollo de parte de estas funciones, la Comisión de Auditoría y Control cuenta con la unidad de Auditoría Interna.

- Dirección General Económico-Financiera: Es responsable del diseño, implantación y funcionamiento del SCIIF. Para el desarrollo de esta función cuenta con la unidad de Control Interno.
- Unidad de Auditoría Interna. En general es responsable de apoyar a la Comisión de Auditoría y Control en la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos de Gas Natural Fenosa, aportando un enfoque sistemático y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos, incluidos los correspondientes al SCIIF.
- Unidades de negocio y unidades corporativas implicadas en el proceso de elaboración de información financiera. Son responsables de ejecutar los procesos y mantener la operativa diaria, asegurando que se realizan las actividades de control implantadas.

1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- Departamentos y/o mecanismos encargados: (I) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (II) de definir claramente las líneas de responsabilidad y distribución de tareas y funciones; y (III) de que existan autoridad, con una adecuada procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.

El diseño y revisión de la estructura organizativa del primer nivel de dirección, así como la definición de las líneas de responsabilidad es realizado por el Consejo de Administración, por medio del consejero delegado y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Para garantizar la adecuada gestión de la información económico-financiera del grupo, la Dirección General Económico-Financiera ha desarrollado, como parte del SCIIF, una instrucción técnica consistente en un mapa de interrelaciones (flujos de información) del proceso

de elaboración de información financiera, en el que documenta las comunicaciones entre la Dirección General Económico-Financiera, los distintos responsables de los procesos y los responsables que son origen o destino de la información financiera, y que se denomina “Mapa de interrelaciones de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

En este sentido, seis son los ejes que Gas Natural Fenosa ha tenido en cuenta para la elaboración del mapa de interrelaciones de los procesos de elaboración de la información financiera:

- (I) la información necesaria para elaborar la información financiera;
- (II) los responsables que sean origen o destino de la información financiera y
- (III) la distribución de tareas entre las distintas unidades organizativas;
- (IV) el alcance de dicha distribución a todas las empresas del grupo;
- (V) la periodicidad de la transmisión de la información;
- (VI) los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera.

De esta forma, mediante el mapa de interrelaciones de Gas Natural Fenosa, quedan definidos claramente los procesos que impactan en la elaboración de la información financiera, tanto los procesos operativos con impacto relevante sobre la información financiera, como los procesos ligados al área Administrativa y Contable, y los responsables implicados en la misma.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

Dentro de los compromisos de la Alta Dirección de Gas Natural Fenosa se encuentra orientar sus esfuerzos a que las operaciones se desarrollen en un entorno de prácticas profesionales éticas, no sólo con la implantación de mecanismos encaminados a prevenir y detectar fraudes cometidos por empleados o prácticas inapropiadas que puedan suponer sanciones, multas o dañar la imagen de Gas Natural Fenosa, sino también reforzando la importancia de los valores éticos y de integridad entre sus profesionales.

En este sentido, Gas Natural Fenosa cuenta con un Código de Conducta (en adelante, Código Ético), el cual fue aprobado por el Consejo de Administración en sesión celebrada el 31 de marzo de 2005, que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de Gas Natural SDG, S.A. y de todas las empresas participadas en las que Gas Natural Fenosa tiene el control de la gestión. Las actualizaciones y modificaciones del Código Ético son realizadas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Desde su aprobación, se ha modificado en tres ocasiones, la última de las cuales tuvo lugar el 19 de mayo de 2009, con objeto de actualizarlo e incorporar los nuevos compromisos adquiridos por Gas Natural Fenosa en materia de Buen Gobierno y Responsabilidad Corporativa, incorporar las mejores prácticas internacionales en aspectos éticos y sociales, y de cumplir con las exigencias regulatorias derivadas de la integración del Grupo Gas Natural y Unión Fenosa.

El Código Ético recoge los principios éticos generales para el conjunto del Gas Natural Fenosa, que se concretan en los valores seguir en la práctica en toda la organización y en el que se incluye: (I) ámbito de aplicación (implicación a todos los miembros de Gas Natural Fenosa); (II) criterios rectores de la conducta en Gas Natural Fenosa (declaración del estilo de gobierno del grupo); (III) pautas de conducta (declaración de los valores clave de Gas Natural Fenosa); (IV) aceptación y cumplimiento del código; (V) Comisión del Código Ético y (VI) vigencia.

El Código Ético considera como criterios generales rectores de la conducta en Gas Natural Fenosa la integridad y la responsabilidad profesional. Específicamente, establece una serie de pautas de actuación en mayor o menor medida relacionadas con la fiabilidad de la información financiera y el cumplimiento de la normativa aplicable. En concreto:

- Respeto a la legalidad (apartado 4.1):

“Gas Natural Fenosa asume el compromiso de actuar en todo momento de acuerdo con la legislación vigente y las prácticas éticas internacionalmente aceptadas, con total respeto hacia los derechos humanos y las libertades públicas (...)”

- Tratamiento de la información y del conocimiento (apartado 4.11):

“Todos los empleados que introduzcan cualquier tipo de información en los sistemas informáticos del grupo, deben velar porque ésta sea rigurosa y fiable.

En particular, todas las transacciones económicas del grupo deberán ser reflejadas con claridad y precisión en los registros correspondientes. Especialmente, todas las cuentas deberán ser reflejadas correctamente en los registros, así como todas las operaciones realizadas y todos los ingresos y gastos incurridos.

Los empleados de Gas Natural Fenosa se abstendrán de cualquier práctica que contravenga el compromiso de reflejar con claridad y precisión todas las transacciones económicas en las cuentas del grupo”

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa dispone de un Código Interno de Conducta en materias relativas a los Mercados de Valores, que también es aprobado por el Consejo de Administración de la compañía.

En julio de 2005, se constituyó la Comisión del Código Ético de Gas Natural Fenosa con la misión principal de promover su difusión y aplicación en todo el grupo y facilitar un canal de comunicación a todos los empleados para recabar consultas y notificaciones de incumplimientos del código.

Con objeto de que la Comisión del Código Ético pueda ejecutar sus funciones de forma objetiva e independiente, la Comisión está presidida por la unidad de Auditoría Interna y está formada por representantes de diferentes unidades implicadas en el seguimiento del cumplimiento del Código Ético.

La Comisión reporta regularmente a la alta dirección y trimestralmente a la Comisión de Auditoría y Control. Su naturaleza es de informe y recomendación, proponiendo acciones correctoras a las unidades encargadas de dar solución a los problemas que plantea la aplicación práctica del Código Ético y actuando, a su vez, de enlace entre éstas y los empleados. El régimen sancionador, en los casos que sea necesario, es establecido por la unidad de Recursos Humanos. Asimismo, la Comisión del Código Ético puede proponer, y así lo ha hecho en varias ocasiones, actualizaciones de los contenidos del código. Dichas actualizaciones son, en primera instancia, aprobadas por la Comisión de Auditoría y Control y, posteriormente, ratificadas por el Consejo de Administración.

Además se han establecido comisiones locales del Código Ético que se encargan de promover la difusión y aplicación del código en algunos de los países en que Gas Natural Fenosa se encuentra presente; en concreto, Argentina, Brasil, México, Colombia, Panamá, Nicaragua, Italia y Moldavia.

Para favorecer, no sólo el ejercicio de dicha responsabilidad, sino también el conocimiento y difusión del Código Ético, éste se encuentra disponible en nueve idiomas:

- Desde el exterior: web corporativa de Gas Natural Fenosa.

- Internamente, en la plataforma del grupo Nuestra Energía y en Naturalnet.

Adicionalmente, se han desarrollado cursos de formación “online” a través de la Universidad Corporativa de Gas Natural Fenosa, que son obligatorios para todos los empleados de Gas Natural Fenosa.

A finales del ejercicio 2010, Gas Natural Fenosa inició, a través de la comisión, la campaña de Declaración de Cumplimiento del Código Ético, con el fin de dar a conocer las pautas de conducta que se esperan de todos los empleados, difundir los mecanismos existentes para realizar consultas y notificaciones, así como formalizar periódicamente el compromiso por parte de todos los empleados del grupo con la ética y la integridad. En una primera fase, la Declaración de Cumplimiento se ha enviado a, aproximadamente, 7.400 empleados de las sociedades de Gas Natural Fenosa en España. En fases posteriores, está previsto el envío de esta declaración al resto de empleados de las sociedades de ámbito internacional. Esta declaración será requerida de forma periódica.

Por último, Gas Natural Fenosa, para fomentar el conocimiento del Código Ético entre sus proveedores y empresas colaboradoras recoge en las condiciones generales de los pedidos una cláusula en la que se informa a los mismos donde pueden encontrar el Código Ético del grupo.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación al Comité de Auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.**

La ética profesional en Gas Natural Fenosa se centra en la integridad y la responsabilidad profesional, entendiendo la integridad como la actuación ética, honrada y de buena fe, y la responsabilidad profesional, como la actuación proactiva, eficiente y enfocada a la excelencia, calidad y la voluntad de servicio.

Tal y como se establece en el artículo 32.2 del Reglamento del Consejo y sus Comisiones, la Comisión de Auditoría y Control tiene como competencias “establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que advierten en el seno de la empresa”.

Asimismo, el Consejo de Administración, en su reunión de fecha 31 de marzo de 2006, estableció que aquellas notificaciones recibidas a través del procedimiento de notificación de incumplimientos del Código Ético de Gas Natural Fenosa relacionadas con fraude, auditoría o fallos en la contabilidad y control interno, sean transmitidas directamente a la Comisión de Auditoría y Control.

Como se ha comentado en el apartado anterior y como mecanismo para obtener un mayor grado de control interno sobre el cumplimiento de los principios incluidos en el Código Ético, en julio de 2005 se constituyó la Comisión del Código Ético de Gas Natural Fenosa, siendo una de sus principales funciones la de facilitar y supervisar un canal de comunicación a todos los empleados para recabar consultas y notificaciones de incumplimientos del código, y facilitar así la resolución de conflictos relacionados con la aplicación del Código Ético y la de realizar informes a los órganos de gobierno de Gas Natural Fenosa acerca de la difusión y cumplimiento del Código Ético, así como de las actividades de la propia Comisión.

El citado canal de comunicación corresponde a un canal abierto (correo electrónico, fax, correo postal y correo interno) entre la Comisión del Código Ético y todos los empleados de Gas Natural Fenosa para tratar materias relacionadas con el código. Este canal permite a todos los empleados del grupo, proveedores y empresas colaboradoras, recabar o proporcionar información sobre cualquier cuestión relacionada con el Código Ético. También pueden ponerse en contacto con la Comisión del Código Ético para comunicar de buena fe y confidencialmente conductas contrarias al código. Todo ello, ajeno a la jerarquía de la operativa habitual de los empleados.

Todas las comunicaciones entre la Comisión del Código Ético y los empleados de Gas Natural Fenosa son absolutamente confidenciales, respetándose las limitaciones establecidas en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal. En este sentido, el presidente de la Comisión (director de Auditoría Interna) es el único miembro, en primera instancia, autorizado para conocer el conjunto de la información de todas las consultas y notificaciones recibidas del grupo a través del procedimiento de consulta y notificación. Asimismo, las notificaciones relacionadas con fraude, la auditoría o fallos en los procesos contables o control interno son transmitidas directamente a la Comisión de Auditoría y Control.

Estas consultas y notificaciones son tratadas y resueltas por la Comisión del Código Ético.

En el informe de Responsabilidad Corporativa 2011 de Gas Natural Fenosa se da más información de detalle sobre el Código Ético, las actividades de la Comisión del Código Ético y la utilización del canal de comunicación.

- **Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

La necesidad de contar con una cualificación suficiente y, sobre todo, actualizada, del personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, hace que sea imprescindible desarrollar un plan de formación adecuado, de forma que las personas responsables de cada área puedan contar con los conocimientos necesarios para poder llevar a cabo las distintas funciones incluidas en el proceso de preparación y revisión de la información financiera.

Para ello, Gas Natural Fenosa cuenta con una Universidad Corporativa que es responsable de elaborar la estrategia de formación y el plan anual de formación de todo el personal del grupo. La Universidad Corporativa cuenta con la certificación ISO 9001-2008.

Para el año 2011, se han programado 794.000 horas de formación, distribuidas entre dieciséis países en los que Gas Natural Fenosa está presente.

Los objetivos de la Universidad Corporativa son los siguientes: (i) asegurar la gestión del conocimiento en una organización multinacional y multicultural; (ii) posicionar a la organización como referente en formación en el sector energético; (iii) garantizar la integración cultural del nuevo grupo.

Los planes de formación se engloban en las categorías siguientes:

- Formación de directivos: liderazgo, planes de formación individual, habilidades.
- Formación transversal: conocimientos necesarios para que los distintos negocios desempeñen su actividad (reciclaje constante).
- Formación especializada: focalizada en aspectos técnicos y de alto valor para la compañía.
- Escuela de Liderazgo: dirigida a todo Gas Natural Fenosa con independencia de los negocios (contabilidad, idiomas, sistemas, habilidades).

Dentro de la formación transversal se encuentra el "Aula Ecofin", que tiene como principales objetivos:

- Homogeneizar los procesos económico-financieros tras la fusión, dirigido a profesionales de las unidades económico-financieras del grupo y profesionales interesados de otras áreas.
- Actualización de los conocimientos contables y de normativa internacional.
- Actualización de los conocimientos técnicos del área Fiscal.
- Proporcionar conocimientos sobre valoración de empresas, derivados financieros y análisis de estados financieros.

Desde el mes de noviembre de 2010 y a lo largo de 2011, se ha desarrollado, en colaboración con la Universidad Pompeu Fabra, el curso de Experto Económico-Financiero, con 396 participantes y 25.000 horas de formación.

Asimismo, durante el ejercicio 2011 se han llevado a cabo diversos programas de formación y actualización del personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, cuyo detalle, junto con el número de empleados del área Económico Financiera que los han recibido y número de horas impartidas, es el siguiente:

Programas de formación	N° de empleados asistentes	N° de horas impartidas
Contabilidad	190	40
Finanzas	192	24
Fiscalidad	219	20
Riesgos	214	16
Total horas		100

Adicionalmente, según las necesidades de la unidad de Auditoría Interna, durante el ejercicio 2011, el personal del área ha asistido a cursos (de duración 16/21 horas) y otras actividades formativas organizadas por el Instituto de Auditores Internos.

2. Evaluación de riesgos de la información financiera

2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- Si el proceso existe y está documentado;
- Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia;
- La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial;
- Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.
- Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.

El enfoque seguido por Gas Natural Fenosa para llevar a cabo el proceso de identificación y análisis de los riesgos de la información financiera, se muestra en el siguiente esquema:



La matriz de definición de alcance de la información financiera tiene por objeto identificar las cuentas y los desgloses que tienen un riesgo significativo asociado, cuyo impacto potencial en la información financiera es material y requiere, por tanto, especial atención. En este sentido, en el proceso de identificación de las cuentas y desgloses significativos se han considerado una serie de variables cuantitativas (saldo y variación de la cuenta) y cualitativas (complejidad de las transacciones; cambios y complejidad en la normativa; necesidad de utilizar estimaciones o proyecciones; aplicación de juicio e importancia cualitativa de la información). La metodología para la elaboración de la matriz de alcance se ha descrito en una instrucción técnica denominada “Matriz de definición de alcance de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Para cada una de las cuentas/desgloses significativos se han definido los procesos y subprocesos críticos asociados a las cuentas/desgloses significativos recogidos en la matriz de definición de alcance, y se han identificado los riesgos que pudieran generar errores en la información financiera, cubriendo los objetivos de control de existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones, en la “Matriz de riesgos de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Por último, las actividades de control consistentes en las políticas y procedimientos incorporadas en todas las etapas del proceso de la información financiera, que garantizan su fiabilidad, se recogen en la “Matriz de actividades de control de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Tanto la Matriz de Definición de Alcance, como la Matriz de Riesgos, como la Matriz de Actividades de Control, se actualizan anualmente.

Asimismo, en la Matriz de Riesgos se han identificado los riesgos asociados al logro de los objetivos de la información financiera, teniendo en cuenta en dicha identificación los efectos de otras tipologías de riesgos (por ejemplo: operativos, tecnológicos, financieros, reputacionales, etc.) que forman parte del Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.

Como parte de los procesos críticos identificados, se encuentra el proceso de identificación del perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa y se ha descrito en una instrucción técnica denominada “Ciclo de Cierre Consolidado de Gas Natural Fenosa”.

Dentro del proceso de identificación de riesgos definido por Gas Natural Fenosa en su SCIIF, se ha considerado la problemática relacionada con el fraude como un elemento muy relevante. En este sentido, la política de control del riesgo del fraude de Gas Natural Fenosa se centra en tres pilares básicos:

- Prevención del fraude.
- Detección del fraude.
- Investigación y gestión de las situaciones de fraude.

Se han definido controles antifraude preventivos que se clasifican en dos categorías. Los denominados controles activos, considerados barreras para restringir o impedir el acceso a los activos valiosos a aquellos que puedan intentar cometer un fraude. Por otro lado, los controles pasivos, pretenden detener la realización del fraude a través de medidas disuasorias.

La supervisión de la eficacia del SCIIF es responsabilidad de la Comisión de Auditoría y Control. Para el desarrollo de esta función, la Comisión de Auditoría y Control cuenta con la unidad de Auditoría Interna y la de Auditoría Externa (ver apartado F.5).

3. Actividades de Control

3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

Gas Natural Fenosa realiza revisiones periódicas de la información financiera elaborada, así como de la descripción del SCIIF, conforme a distintos niveles de responsabilidad que garantizan la calidad de la misma.

Como primer nivel de revisión, los responsables del cierre contable de cada sociedad de Gas Natural Fenosa revisan la información financiera elaborada para asegurar su fiabilidad.

Asimismo, la información financiera de Gas Natural Fenosa es revisada periódicamente por el responsable de la Dirección General Económico-Financiera, identificando posibles desviaciones. En este sentido, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría y Control la información financiera regulada, velando por la transparencia y exactitud de la información y haciendo mención a los sistemas internos de control y a los criterios contables aplicados. Asimismo, informa sobre los principales procedimientos contables, juicios, estimaciones, valoraciones y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros, sobre los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones, y sobre las Políticas y Sistemas de Gestión y Control de Riesgos en Gas Natural Fenosa.

En última instancia, el director general Económico-Financiero certifica las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al Consejo de Administración para su aprobación.

Por otro lado, tal y como se recoge en la “Norma General del Sistema de Control Interno de Información Financiera (SCIIF) de Gas Natural Fenosa”, las actividades de control definidas por el grupo en su SCIIF cumplen con el objetivo fundamental de asegurar que la información financiera de Gas Natural Fenosa represente la imagen fiel del grupo.

Las actividades de control definidas en el SCIIF incluyen, tanto controles generales, como controles en los procesos críticos.

Los controles generales son mecanismos que, si bien no permiten obtener un grado de control suficiente en los procesos del grupo, permiten la consecución de una serie de objetivos claves para la consecución de un SCIIF eficaz, es decir, son aquellos que describen las políticas y directrices diseñadas para proteger el SCIIF de Gas Natural Fenosa en su conjunto.

Por otro lado, todos los procesos críticos identificados han sido documentados mediante la matriz de actividades de control, así como por las correspondientes instrucciones técnicas descriptivas de los procesos. En este sentido, Gas Natural Fenosa ha identificado todos los procesos necesarios para la elaboración de la información financiera, en los que se han utilizado juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes, considerando todos ellos como críticos. De forma periódica, se informa a la Comisión de Auditoría y Control de las principales hipótesis empleadas para estimar la información financiera que depende de juicios, valoraciones y proyecciones relevantes.

En la documentación de los procesos críticos y actividades de control se ha incluido la información siguiente:

- Descripción del proceso.
- Diagrama de flujo de información del proceso.
- Mapa de sistemas que interactúan en el proceso.
- Descripción de los riesgos de información financiera asociados a los diferentes procesos y objetivos de control.

- Definición de actividades de control para la mitigación de los riesgos identificados y sus atributos.
- Descripción de los responsables de los procesos y de las actividades de control.

Asimismo, en la definición de las actividades de control, se han identificado las siguientes clasificaciones de actividades de control, atendiendo a cinco criterios siguientes:

- Alcance: en función del alcance de las actividades de control, éstas se pueden dividir en:
 - Actividades de control generales.
 - Actividades de control de procesos.
- Implementación: las actividades de control se han clasificado en implementadas y no implementadas.
- Nivel de automatización: en función del nivel de automatización de las actividades de control, éstas se pueden dividir en automáticas y manuales.
- Naturaleza de la actividad: en función de la naturaleza de las actividades de control, éstas se pueden dividir en preventivas o detectivas.
- Frecuencia: en función de la recurrencia que tenga la actividad en el tiempo, por ejemplo, anual, semanal, mensual, diaria, etc.

Por último, en el SCIIF de Gas Natural Fenosa se ha definido el modelo de certificación interna anual de los controles identificados en los procesos críticos que deben realizar las unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera. El lanzamiento y seguimiento de este proceso de certificación es responsabilidad de la unidad de Control Interno. Por su parte, la unidad de Auditoría Interna se encarga de revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad resultante del proceso anual de certificaciones internas de las unidades responsables de los controles, de identificación de las debilidades y de los planes de acción.

3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

Para los procesos críticos asociados a la elaboración y publicación de la información financiera de Gas Natural Fenosa que han sido definidos en el SCIIF del grupo, se han identificado las actividades de control que operan en los sistemas de información, tanto para los utilizados de forma directa en su preparación de información financiera, como para los que resultan relevantes en el proceso o control de las transacciones que se reflejan en ella.

A nivel general, dentro del mapa de sistemas de información de Gas Natural Fenosa, se han definido e implantado una serie de políticas para garantizar los siguientes aspectos:

- La seguridad de acceso, tanto a los datos, como a las aplicaciones.
- El control sobre los cambios en las aplicaciones.
- La correcta operación de las aplicaciones.
- La disponibilidad de los datos y la continuidad de las aplicaciones.
- Una adecuada segregación de funciones.

a) Seguridad de acceso:

Se han definido una serie de medidas a diferentes niveles para evitar el acceso no autorizado, tanto a los datos, como a las aplicaciones.

Los servidores se encuentran alojados en dos CPD principales (Barcelona y Madrid) y únicamente el personal autorizado puede acceder a dichas salas. Adicionalmente, todos estos accesos quedan registrados.

Las comunicaciones con estos sistemas se realizan siempre bajo protocolos cifrados para evitar posibles accesos no autorizados. Se incluyen sistemas como IDS y antivirus para reforzar internamente el control ante este tipo de amenazas.

Finalmente, a nivel de aplicativo, sistema operativo y base de datos, se utiliza el par usuario-contraseña como control preventivo. A nivel de dato, se han definido perfiles que limitan el acceso a los mismos, pero no se ha desarrollado una matriz de segregación de funciones que asegure que las funciones no son incompatibles.

b) Control de cambios:

Se ha desarrollado e implantado una metodología de gestión del cambio, la cual establece las cautelas y validaciones necesarias para limitar el riesgo en dicho proceso.

Entre los principales aspectos que se recogen, se incluyen los siguientes:

- Aprobación por parte del área de negocio.
- Realización de pruebas previo paso a producción.
- Entornos específicos para las tareas de desarrollo y pruebas.
- Procedimientos de marcha atrás.
- Segregación de funciones, ya que el equipo de desarrollo no tiene acceso a producción.

c) Operación:

Para garantizar que las operaciones se realizan de forma correcta se lleva a cabo una monitorización a tres niveles:

- Todas las interfaces entre sistemas son analizadas para asegurar su correcta ejecución.
- A nivel perimetral, se dispone de diferentes indicadores de disponibilidad para evitar cortes en las comunicaciones.
- Validaciones automáticas sobre los datos introducidos de forma que sean acordes a los esperados en base a su naturaleza, rango, etc.

Adicionalmente, existe un servicio interno de "Help Desk" al que los usuarios finales pueden dirigirse en caso de detectar cualquier tipo de incidencia.

d) Disponibilidad y continuidad:

La compañía cuenta con dos CPD replicados que permiten asegurar la disponibilidad de los sistemas de información en caso de contingencia. Todo esto viene apoyado además por un DRP con las tareas y pasos que se deben seguir para levantar de nuevo los sistemas en dicho caso.

Adicionalmente, se está realizando de forma periódica una copia de seguridad de los datos, que se mantiene en un lugar seguro, temporalmente. Para restaurar estos datos existe un procedimiento específico, si bien no se llevan a cabo pruebas de forma periódica.

e) Segregación de funciones:

El acceso a los Sistemas de Información está definido a partir de una serie de perfiles que definen las funcionalidades a las que un usuario debe tener acceso. Se utilizan estos perfiles para limitar el acceso de los usuarios a los Sistemas de Información.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ha desarrollado una instrucción técnica específica donde se recogen los mapas de sistemas de los ciclos críticos, así como las interfaces entre sistemas y las actividades de control a nivel aplicación que permiten que la información se recoja de forma completa y precisa.

3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

Gas Natural Fenosa ha desarrollado una serie de políticas y procedimientos destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, todas ellas aprobadas por los niveles establecidos en el grupo, entre los que destacan la existencia de una “Norma General de Contratación Externa”, una “Norma General de Calidad de Proveedores” y los procedimientos que las desarrollan.

En este contexto, Gas Natural Fenosa establece, en la “Norma General de Contratación Externa”, los principios generales de necesaria aplicación a toda adjudicación y contratación de obras, bienes y servicios llevados a cabo por el grupo, garantizando un modelo homogéneo y eficiente para la gestión del proceso de compras en Gas Natural Fenosa.

Esta norma también establece, con carácter general, las responsabilidades de las distintas unidades en el proceso de contratación, entre las que se incluye al área de Compras como responsable de establecer requisitos y garantizar la correcta homologación, en su caso, y evaluación técnica de los proveedores, y asegurar la calidad de los bienes y servicios que se adquieran, en colaboración con las unidades de negocio.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ha desarrollado, en la “Norma General de Calidad de Proveedores” y en el procedimiento que la desarrolla, los principios básicos que rigen el proceso de evaluación de la calidad de los proveedores del grupo, entre los que destacan el establecimiento de procedimientos y controles que garanticen el cumplimiento de las especificaciones por parte de los proveedores adjudicatarios y, por otro lado, la necesidad de medir el resultado del proceso de calidad de proveedores sobre el funcionamiento de los procesos del negocio, estableciendo en caso necesario las medidas correctoras oportunas en cualquier etapa del proceso.

En este contexto, el área de Compras define los indicadores de control y seguimiento del proceso de homologación y de evaluación de la calidad de los productos y servicios adquiridos por Gas Natural Fenosa.

Asimismo, las unidades de negocio realizan la supervisión y el control de calidad de sus proveedores para determinar si ofrecen los niveles de calidad requerida. En caso contrario, envían las propuestas de retirada de la homologación/acreditación a suministradores/productos / personas, como consecuencia de deficiencias en el desempeño de los servicios o productos.

Adicionalmente, los proveedores que desarrollan actividades o suministran productos que precisan homologación, deben someterse a dicho proceso previo al comienzo de su actividad o suministro.

Para ello, se definen tres tipologías principales de homologación (A, B o C). Para la primera categoría (A), el proveedor debe cumplir con los requisitos exigidos por Gas Natural Fenosa para la actividad a realizar y poseer, para ellas, Certificado de Registro de Empresa ISO 9001 vigente y emitido por un organismo certificador acreditado. En la categoría B, el proveedor cumple los requisitos exigidos por Gas Natural Fenosa para la actividad a realizar, pero no dispone de un sistema de gestión de calidad certificado. La tercera de las categorías (C) es provisional y son supuestos de proveedores con no conformidades en el proceso de homologación, pero que han presentado un Plan de

Acciones Correctivas aceptado por Gas Natural Fenosa. Transcurrido el plazo de 1 año para la implantación de dicho plan, estos proveedores obtendrán la categoría requerida.

Las principales áreas que afectan a procesos críticos de la información financiera que Gas Natural Fenosa tiene subcontratadas a terceros son:

- Determinados procesos del área de Sistemas.
- Procesos de lectura y medida.
- Determinados procesos del servicio al cliente.
- Operador logístico.
- Determinados procesos del área de Tesorería.
- Gestión de obras y mantenimiento del negocio de distribución.

La exigencia de una u otra categoría de homologación se determina en función de la importancia cuantitativa o cualitativa en relación al servicio prestado.

Gas Natural Fenosa utiliza a expertos en trabajos que sirven de soporte a valoraciones, juicios o cálculos contables, únicamente cuando éstos están inscritos en los correspondientes colegios profesionales o acreditación equivalente, manifiestan su independencia y son empresas de prestigio reconocido en el mercado.

4. Información y comunicación

4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

La Dirección general Económico-Financiera, a través de la unidad de Planificación y Control Contable, es, entre otras funciones, responsable de mantener actualizadas las políticas contables aplicables al grupo, en este sentido, es el responsable de la actualización del “Plan Contable de Gas Natural Fenosa,” que incluye los criterios contables y el plan de cuentas del grupo, así como del análisis de los cambios contables que pudieran tener un impacto en la información financiera de Gas Natural Fenosa.

La actualización del “Plan Contable de Gas Natural Fenosa” se realiza con periodicidad anual, siendo su última actualización en diciembre de 2011. En las actualizaciones, se revisan, tanto los criterios contables en base a los cambios en la normativa NIIF-UE aplicable, como la estructura contable del grupo, asegurando la trazabilidad entre los planes de cuentas individuales de las filiales del grupo y el plan de cuentas de Gas Natural Fenosa, que sirve como base para elaborar los distintos reportings de la información financiera a suministrar a organismos externos y de la información de control de gestión.

Una vez el plan contable se encuentra actualizado, es difundido a todo el personal de la organización a través de la intranet de Gas Natural Fenosa. Adicionalmente, y tras ser publicado en la intranet el plan contable actualizado, se envía una alerta online a los usuarios que acceden a la intranet, comunicando así esta actualización a todo el personal.

Por otro lado, la unidad de Planificación y Control Contable se encarga de analizar los cambios normativos en NIIF-UE que pudieran tener impacto significativo en los estados financieros e informar a los responsables de Gas Natural Fenosa afectados por dichos cambios normativos. También se encargan de resolver dudas sobre el tratamiento contable de determinadas transacciones que puedan plantear los responsables de la información financiera de Gas Natural Fenosa.

4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El modelo integral de gestión económico-financiera de Gas Natural Fenosa garantiza la uniformidad de los procesos administrativos y contables por medio de la centralización de la contabilidad y la administración económica en Centros de Servicios Compartidos (CSCs) y la utilización de SAP como sistema de soporte en la mayoría de las sociedades que forman parte del grupo. El resto de sociedades que no utilizan SAP están obligadas a seguir los criterios fijados por el grupo para asegurar la uniformidad de tales procesos.

Dicho modelo se caracteriza, fundamentalmente, por:

- ser único para todos los países y negocios;
- incorporar los requisitos legales, fiscales, mercantiles y regulatorios de cada uno de los países;
- incorporar los requerimientos de control interno;
- ser base para la obtención de la información que se suministra a la alta dirección y a organismos oficiales;
- apoyarse en un determinado modelo organizativo y en unos procesos y sistemas informáticos económico-financieros únicos para todos los países y negocios.

Los estados financieros NIIF-UE de cada país se obtienen directamente a través de la asignación cuenta local-cuenta grupo y el registro de los ajustes NIIF-UE en el propio aplicativo SAP.

Como parte del SCIIF del grupo se ha definido el mapa de interrelaciones del proceso de elaboración de la información financiera de Gas Natural Fenosa. En dicho mapa, se detallan, entre otras cosas, los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera, tanto desde un punto de vista del cierre contable individual, como del cierre contable consolidado.

En este sentido, en el proceso de elaboración de la información financiera y sus desgloses de Gas Natural Fenosa, se utiliza el aplicativo EC-CS, que es una herramienta de SAP para la gestión del proceso de consolidación. Adicionalmente, también se utiliza el aplicativo SAP SEM para dar soporte a la elaboración de informes de consolidación.

La carga de la información en este sistema de consolidación se realiza de forma automática y directa, una vez cerrado el mes.

Estas dos herramientas ayudan en la gestión del proceso de consolidación en tareas como:

- Estandarización de la información.
- Validación de la información.

Asimismo, Gas Natural Fenosa cuenta con planes de cuentas locales para dar cumplimiento a los requisitos contables, fiscales, mercantiles y regulatorios establecidos por las distintas legislaciones de los países en que se encuentra presente. Dichos planes de cuentas locales confluyen en un plan de cuentas de grupo, unificado y homogéneo a efectos de consolidación y reporte de la información financiera.

Por otro lado, toda la documentación del SCIIF se encuentra recogida y documentada en una aplicación corporativa gestionada por la unidad de Control Interno.

5. Supervisión del funcionamiento

5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el Comité de Auditoría, así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del Sistema de Control Interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Las funciones de la Comisión de Auditoría y Control están establecidas en el artículo 32 apartado 2 del Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones, teniendo entre sus competencias las siguientes:

- Conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, velando por la correcta aplicación de los principios contables y por la inclusión de todas las sociedades que deban incluirse en el perímetro de consolidación.
- Conocimiento y supervisión de los sistemas y de la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad, velando para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo que afronta la sociedad y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo. Discutir con los auditores de cuentas las debilidades significativas del Sistema de Control Interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- Revisión de la información sobre actividades y resultados de la compañía que se elaboren periódicamente en cumplimiento de las normas vigentes en materia bursátil, asegurándose que se formulan siguiendo los mismos criterios contables que las cuentas anuales y velando por la transparencia y exactitud de la información.
- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- Propuesta al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas del nombramiento de los auditores de cuentas externos a que se refiere el artículo 264 de la Ley de Sociedades de Capital.
- Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución de auditor externo, así como las condiciones de su contratación.
- Relaciones con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las normas técnicas de auditoría.
- Emitir anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia de los auditores de cuentas.
- Supervisión de los servicios del área de Auditoría Interna, velando por su independencia y proponiendo el nombramiento, reelección y cese de su responsable. A tal efecto, el responsable de la función de auditoría interna le presentará anualmente su plan de trabajo, le informará de las incidencias relevantes que se produzcan en su desarrollo y le someterá, a final de ejercicio un informe sobre sus actividades.
- Seguimiento del desarrollo de la auditoría anual.
- Servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores, y evaluar los resultados de cada auditoría. En todo caso, deberá recibir anualmente de los auditores de cuentas de la sociedad la confirmación escrita de su independencia frente a la entidad o entidades vinculadas a ésta, directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por los citados auditores o por las personas o entidades vinculadas a éstos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas.

- Adoptar las medidas que considere convenientes en la actividad de auditoría, sistema de control financiero interior y cumplimiento de las normas legales en materia de información a los mercados y transparencia y exactitud de la misma.

La Comisión de Auditoría y Control cuenta, para poder cumplir con sus competencias, con la información y documentación facilitada por las Unidades de Auditoría Interna y Económico-Financiera.

La función de auditoría interna se ha establecido en Gas Natural Fenosa como una actividad de valoración independiente y objetiva, por este motivo, el área de Auditoría Interna reporta, a su vez, a la Comisión de Auditoría y Control, al presidente y al consejero delegado de Gas Natural SDG, S.A.

El Plan Estratégico de Auditoría de Procesos (con un horizonte temporal de 5 años) y los Planes de Auditoría Interna Anuales están orientados a garantizar la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno (incluido el SCIIF) en todos los ámbitos de Gas Natural Fenosa, aportando un enfoque metódico y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos. Todo ello orientado hacia el cumplimiento de los objetivos estratégicos de Gas Natural Fenosa, así como a la asistencia a la Comisión de Auditoría y Control y al primer nivel de dirección del grupo, en el cumplimiento de sus funciones en materia de gestión, control y gobierno corporativo.

El Plan Estratégico de Auditoría de Procesos y los Planes de Auditoría Interna Anuales se elaboran considerando principalmente el plan estratégico del grupo, las áreas de riesgo incluidas en el Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa, la matriz de alcance del SCIIF, la valoración de los riesgos operacionales de cada uno de los procesos (Mapas de Riesgos Operacionales), los resultados de las auditorías de años anteriores, y las propuestas de la Comisión de Auditoría y Control y del primer nivel de dirección.

El área de Auditoría Interna ha establecido una metodología de valoración de los riesgos operacionales basada en el marco conceptual del Informe COSO y tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.

De acuerdo con la citada metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control. En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implantar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecidos.

A su vez, la función de auditoría interna se desarrolla de acuerdo con las Normas Internacionales para la Práctica de Auditoría Interna y cuenta con auditores internos que son o están en proceso de obtención del Certified Internal Auditor (CIA), que avala la excelencia en la prestación de servicios de auditoría interna.

En el desarrollo de su actividad, el área de Auditoría Interna verifica de forma recurrente el cumplimiento de todas aquellas políticas, normas y controles de los procesos establecidos en el SCIIF con objeto de supervisar su adecuado funcionamiento y prevenir e identificar sucesos de fraude, corrupción o soborno. Para ello, todos los programas de trabajo de revisión de cada uno de los procesos de Gas Natural Fenosa contemplan un apartado específico destinado a verificar el correcto diseño y funcionamiento de las citadas políticas, normas y controles. De acuerdo con el Plan Estratégico de Auditoría de Procesos, está previsto que el SCIIF se supervise por parte de Auditoría Interna, de forma completa, en un periodo de 5 años.

En concreto, y en referencia al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), el área de Auditoría Interna se responsabiliza de supervisar:

- El correcto diseño del SCIIF y el cumplimiento de los requisitos normativos.
- La adecuación de las políticas y procedimientos de control implantados.
- La adecuada delimitación del perímetro de consolidación.
- La correcta aplicación de los principios contables.

Los principales procesos revisados por el área de Auditoría Interna durante 2011 fueron los relacionados con:

- Procesos de negocio:
 - Distribución de gas: construcción de redes de distribución, puesta en servicio, lectura y medida, operaciones domiciliarias y urgencias.
 - Distribución de electricidad: desarrollo media y baja tensión, desarrollo alta tensión, operaciones de corte y reconexión.
 - Comercialización mayorista y minorista: gestión impagados industrial, captación y contratación.
 - Generación: facturación y cobro generación ciclos, operación y mantenimiento activo generación, seguimiento de activos.
 - Exploración y producción: joint ventures Angola y Casablanca-Montanazo.
 - Gestión de la energía: balance de gas, balance de electricidad, trading de energía.
 - Aprovisionamientos: gestión técnica de gasoductos.
- Procesos de soporte:
 - Servicio al cliente: cobro minorista y mayorista, gestión de impagados.
 - Gestión de los sistemas de información: atención al cliente, gestión mantenimientos evolutivos, migración sistemas comerciales mayoristas y gestión de la explotación.
 - Gestión de los recursos financieros y físicos: gestión de compras y contratación de servicios, contabilidad, gestión jurídica y legal.
 - Gestión de los recursos humanos: gestión de procesos y servicio recursos humanos.

El 47% de los procesos revisados corresponden al ámbito de España y el 53% restante al ámbito internacional.

Los controles de los procesos anteriores relacionados con la información financiera fueron revisados de acuerdo con la metodología de trabajo descrita anteriormente.

5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos, puedan comunicar a la alta dirección y al Comité de Auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

Tal y como se establece en el artículo 6.4 del Reglamento del Consejo y sus Comisiones:

“El Consejo de Administración mantendrá una relación directa con los miembros del primer nivel de dirección de la sociedad y con los auditores de la misma. El carácter objetivo, profesional y continuo de esta relación respetará al máximo la independencia de los auditores.”

Asimismo, en el artículo 9 de este reglamento se establece que:

“El Consejo se reunirá al menos una vez cada dos meses y, a iniciativa del presidente, cuantas veces éste lo estime oportuno para el buen funcionamiento de la compañía. En las sesiones ordinarias del Consejo, se tratará de las cuestiones generales relacionadas con la marcha del grupo, los resultados económicos, el balance, la situación de tesorería y su comparación con los presupuestos aprobados, los asuntos mencionados en el artículo 5, si así procediera, y, en todo caso, los puntos incluidos en el orden del día confeccionado de acuerdo con lo establecido en este reglamento. En esas reuniones periódicas, el Consejo también recibirá información puntual acerca de los logros y problemas operacionales más significativos, así como de las situaciones previsibles que puedan ser críticas para los asuntos sociales y de las acciones que la dirección proponga para afrontarlas, en su caso (...).”

En este sentido, los miembros del Consejo de Administración, para obtener la información necesaria para el ejercicio de sus funciones, cuentan con la Comisión Ejecutiva, cuya competencia específica es el seguimiento continuo de la gestión de primer nivel de dirección del grupo, así como con la Comisión de Auditoría y Control, entre cuyas funciones está el conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, así como la eficacia del Sistema de Control Interno.

La Comisión Ejecutiva tiene como competencia el seguimiento continuo de la gestión del primer nivel de dirección de la compañía, así como cualquier otra función que le corresponda conforme a los estatutos, al Reglamento del Consejo y sus Comisiones, o la que le asigne el Consejo de Administración. Esta comisión celebrará sus sesiones ordinarias, al menos, con periodicidad mensual.

De acuerdo con los Estatutos Sociales de la Compañía y el Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones, la Comisión de Auditoría y Control estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los consejeros externos, teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos. Sus miembros cesarán cuando lo hagan en su condición de consejeros, cuando así lo acuerde el Consejo de Administración o por el transcurso del plazo de tres años a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegidos. Al menos uno de los miembros de la Comisión tendrá la categoría de consejero independiente. A 31 de diciembre de 2011, la Comisión está constituida por tres consejeros, dos dominicales y uno independiente. Este último es, a su vez, presidente de la Comisión.

El Consejo de Administración elegirá al presidente de la Comisión, quien no tendrá voto de calidad y que deberá ser sustituido según lo previsto en los Estatutos Sociales (art. 51 bis) y en la ley, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido el plazo de un año desde su cese. La Secretaría de la Comisión corresponderá a la Secretaría del Consejo de Administración.

La Comisión, convocada por su presidente, se reúne, cuando es necesario, para la emisión de los informes que le competen o cuando lo estime conveniente su presidente o lo soliciten dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. La Comisión podrá invitar a sus reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente.

Las funciones y actividades realizadas por la Comisión de Auditoría y Control de Gas Natural SDG, S.A. dan cumplimiento a las exigencias legales introducidas por la Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley 19/1988, de 12 de julio, de Auditoría de Cuentas, la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre, así como al Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.

Asimismo, las funciones y actividades de la Comisión cumplen con las recomendaciones de buen gobierno corporativo recogidas en la legislación actual y en el Código Unificado de Buen Gobierno Corporativo de las Sociedades Cotizadas, de 19 de mayo de 2006, aprobado el 22 de mayo de 2006 y publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (Código Conthe).

El ámbito de actuación de la Comisión de Auditoría y Control se extiende a:

- Gas Natural SDG, S.A.
- Sociedades participadas mayoritariamente por Gas Natural SDG, S.A.
- Otras entidades y sociedades participadas, en las que corresponda a Gas Natural SDG, S.A., de cualquier forma, el control efectivo o la responsabilidad en su gestión u operación.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 27 de enero de 2012 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas e Individuales del ejercicio 2011 de Gas Natural Fenosa) se han celebrado seis sesiones de la Comisión de Auditoría y Control con una tasa de asistencia del 94%.

La unidad de Auditoría Interna reporta a la Comisión de Auditoría y Control, de forma recurrente, las acciones tomadas para asegurar que Gas Natural Fenosa cumple con todas aquellas políticas, normas y controles de los procesos establecidos por el primer nivel de dirección del grupo. Asimismo, también presentan:

- El Plan de Auditoría Interna Anual para aprobación de la Comisión.
- El grado de ejecución del mismo, así como las principales conclusiones y recomendaciones incluidas en los Informes de Auditoría Interna.

- La evaluación de la eficacia del Sistema de Control y evaluación de riesgos operacionales y de Control Interno del grupo (incluidos los correspondientes al SCIIF), que incluye los planes de acción correspondientes para mejorar el nivel de control interno.
- El grado de implementación por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras que aparecen en los informes de auditoría, especialmente las propuestas por la Comisión de Auditoría y Control.

Asimismo, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría y Control la información contable o financiera regulada, velando por la transparencia y exactitud de la información y haciendo mención a los sistemas internos de control y a los criterios contables aplicados. Asimismo, informa sobre los principales procedimientos contables y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros, sobre los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones, y sobre las políticas y sistemas de gestión y control de riesgos en Gas Natural Fenosa, así como de los aspectos relevantes asociados a la confección y definición y conclusiones del Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.

Por último, el auditor externo comunica a la Comisión de Auditoría y Control las debilidades de control interno detectadas durante el desarrollo de la auditoría. Adicionalmente, los auditores externos informan de las principales conclusiones que han alcanzado en la revisión del control interno, sobre la evaluación de riesgos y sobre los planes de acción.

6. Otra información relevante

Tal y como se describe en el apartado F.3.1. anterior, como parte del modelo de evaluación del Sistema de Control Interno de la Información Financiera de Gas Natural Fenosa, se ha definido la realización de un proceso de certificación interna anual mediante el cual las unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera garantizan que, dentro de sus procesos, se aplican los controles identificados y que éstos son válidos y suficientes. Además, informan a la unidad de Control Interno las debilidades y/o carencias que detecten, así como de los cambios que se produzcan en sus procesos a fin de valorar si éstos suponen la necesidad de desarrollar nuevos controles o la modificación de los existentes.

Durante el ejercicio 2011, Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo la primera certificación interna anual resultado de la cual se han identificado cambios en un número limitado de procesos, destacando que dichos cambios no han supuesto la modificación de las actividades de control previamente identificadas, por lo que se consideran cubiertos los riesgos asociados a la elaboración y reporte de la información financiera en los procesos críticos afectados. Las principales magnitudes de este proceso han sido las siguientes:

	España	Internacional	Total
Unidades de negocios o corporativas	79	72	151
Procesos identificados	54	88	142
Controles certificados	968	2.117	3.085

Asimismo, se han identificado planes de acción por debilidades en la evidencia de controles que ascienden a 139, de los cuales, 34 son en España. En cualquier caso, los subprocesos afectados por dichos planes de acción no afectan de forma significativa a la calidad de la información financiera.

7. Informe del auditor externo

7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como Anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

Gas Natural Fenosa ha considerado pertinente solicitar al auditor externo la emisión de un informe referido a la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF).

Barcelona, 27 de enero de 2012 V

datos consolidados 2007-2011

informe **anual** 2011

339 Estadísticas de explotación.

340 Estadísticas financieras.

341 Estadísticas bursátiles.

Estadísticas de explotación

Estadísticas de explotación

	2011	2010	2009	2008	2007
Distribución de gas (GWh)	395.840	411.556	402.691	481.414	453.172
España	201.231	207.174	229.586	270.073	271.058
Ventas de gas a tarifa	–	–	26	14.177	38.288
ATR	201.231	207.174	229.559	255.896	232.770
Latinoamérica	191.031	200.995	169.612	208.408	179.314
Ventas de gas a tarifa	114.559	128.141	107.196	144.065	115.132
ATR	76.472	72.854	62.416	64.343	64.182
Italia	3.578	3.387	3.494	2.933	2.800
Ventas de gas a tarifa	2.730	2.741	2.974	2.632	2.635
ATR	848	646	521	301	165
Suministro de gas (GWh)	308.635	305.704	286.152	292.629	292.730
España ⁽¹⁾	236.903	250.885	234.230	239.090	245.566
Internacional	71.732	54.819	51.922	53.539	47.164
Unión Fenosa Gas (GWh)⁽²⁾					
Comercialización	56.937	59.518	34.854	–	–
Trading	26.503	27.774	10.785	–	–
Transporte de gas/Empl (GWh)	111.855	109.792	109.230	133.497	124.150
Red de distribución de gas (km)	116.438	115.272	118.658	115.295	109.759
España	43.871	44.931	50.697	48.578	45.429
Latinoamérica	65.831	64.492	62.315	61.196	59.555
Italia	6.736	5.849	5.645	5.521	4.775
Inc. Ptos. suministro distribución de gas (miles)	316	335	298	377	453
España	81	84	112	161	246
Latinoamérica	217	243	169	176	170
Italia	18	8	17	40	37
Ptos. suministro de gas (miles) a 31/12	11.372	11.361	11.790	11.492	11.115
España	5.050	5.274	5.954	5.842	5.681
Latinoamérica	5.882	5.665	5.422	5.253	5.077
Italia	440	422	414	397	357
Contratos por cliente en España a 31/12	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4
Empleados a 31/12	17.769	18.778	19.346	6.842	6.953
Energía eléctrica producida (GWh)	56.616	58.389	52.752	31.451	18.700
España	38.081	38.338	28.728	18.130	16.975
Internacional	18.535	20.051	24.024	13.321	1.725
Distribución de electricidad (GWh)	54.067	54.833	34.973	–	–
Europa	36.361	36.831	22.919	–	–
Internacional	17.706	18.002	12.054	–	–
Ptos. suministro distrib. electricidad (miles) a 31/12	8.133	9.436	9.136	–	–
Europa	4.568	4.535	4.497	–	–
Internacional	3.565	4.901	4.639	–	–

(1) No incluye operaciones de intercambio.

(2) Magnitudes al 100%.

Estadísticas financieras

Magnitudes de Balance

(millones de euros)

	2011	2010	2009(*)	2008(*)	2007
Inmovilizado material e intangible bruto	37.147	36.194	34.320	16.274	15.638
Fondo de comercio de consolidación	5.876	6.002	6.056	546	541
Provisiones y amortizaciones	(9.199)	(7.767)	(5.620)	(5.397)	(4.838)
Inmovilizado material e intangible neto	33.824	34.429	34.756	11.423	11.341
Inmovilizado financiero	1.123	799	811	2.862	757
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	12.792	11.384	10.681	6.376	6.070
Intereses minoritarios	1.649	1.590	1.496	345	357
Subvenciones	803	657	520	424	543
Pasivos financieros no corrientes	17.539	18.176	18.658	4.451	3.075
Pasivos financieros corrientes	2.853	2.130	2.849	934	1.004

(*) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa aplicó la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" de forma retrospectiva, reexpresando los Balances de situación consolidados a 1 de enero de 2009 y 31 de diciembre de 2009 a efectos comparativos.

Magnitudes de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias

(millones de euros)

	2011	2010	2009(*)	2008	2007
Importe neto de la cifra de negocios	21.076	19.630	14.873	13.544	10.093
Otros ingresos de explotación e imputación de subvenciones	298	289	238	95	81
Ingresos de la explotación	21.374	19.919	15.111	13.639	10.174
Resultado bruto de la explotación	4.645	4.477	3.923	2.564	2.277
Resultado neto de la explotación	2.947	2.893	2.445	1.794	1.567
Gastos e ingresos financieros, variaciones de valor razonable en instrumentos financieros y diferencias de cambio netas	(934)	(1.059)	(814)	(263)	(224)
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	2	44	101	14	64
Resultado financiero	(932)	(1.015)	(713)	(249)	(160)
Resultado antes de impuestos	2.022	1.883	1.791	1.551	1.415
Resultado consolidado del ejercicio	1.526	1.415	1.351	1.172	1.056
Resultado consolidado del ejercicio atribuible la sociedad dominante	1.325	1.201	1.195	1.057	959

(*) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa aplicó la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" de forma retrospectiva, reexpresando la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2009 a efectos comparativos.

Magnitudes del Estado de Flujos de Efectivo

(millones de euros)

	2011	2010	2009	2008	2007
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.137	2.746	2.512	2.023	1.829
Pagos por inversiones en inmovilizado material y activos intangibles	1.456	1.545	1.792	1.088	1.135
Pagos por resto de inversiones	1.294	788	14.362	1.741	1.041
Cobros por desinversiones	2.521	2.216	2.068	66	176
Pagos por dividendos	445	858	756	580	521
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(166)	(1.272)	9.039	1.286	730

Estadísticas bursátiles

Estadísticas bursátiles

	2011	2010	2009	2008	2007
Número de acciones negociadas (millones)	844	1.064	737	376	407
Efectivo negociado (millones de euros)	10.827	13.258	9.777	11.833	15.649
Última cotización (euros)	13,27	11,49	15,09	19,29	40,02
Última cotización ajustada (euros) ⁽¹⁾	–	11,09	14,56	15,86	32,91
Máximo (euros)	15,00	15,67	22,28	42,45	45,76
Máximo ajustado (euros) ⁽¹⁾	–	15,13	21,51	34,90	37,63
Mínimo (euros)	10,20	10,07	8,39	18,51	29,00
Mínimo ajustado (euros) ⁽¹⁾	–	9,72	8,10	15,22	23,85
Valor contable por acción (euros)	15,15 ⁽²⁾	14,08	15,04 ⁽²⁾	15,01	14,35
Ebitda por acción (euros)	4,87 ⁽²⁾	4,86	4,85 ⁽²⁾	5,73	5,09
Beneficio neto por acción (euros)	1,39 ⁽²⁾	1,30	1,48 ⁽²⁾	2,36	2,14
Relación capitalización-valor contable	0,9	0,8	1,1	1,3	2,8
Relación valor empresa-Ebitda	6,6	6,6	8,9	5,3	9,5
Relación capitalización-beneficio	9,9	8,8	11,6	8,2	18,7
Relación dividendo-capitalización bursátil (%)	6,2	7,0	5,3	7,7	2,8
Relación dividendo-beneficio (%)	62,0 ⁽³⁾	61,8 ⁽³⁾	61,1	62,7	53,2
Capital social (número de acciones a 31/12)	991.672.139	921.756.951	921.756.951	447.776.028	447.776.028
Número medio de acciones	953.425.915	921.756.951	809.485.236	447.776.028	447.776.028
Capitalización bursátil (millones de euros)	13.155	10.591	13.905	8.638	17.920
Dividendo (millones de euros)	821 ⁽³⁾	742 ⁽³⁾	730	663	510

(1) Considerando el ajuste derivado de la ampliación de capital con derechos de suscripción preferente realizada en marzo de 2009 y junio 2011.

(2) Considerando el número medio de acciones del ejercicio.

(3) Considerando el importe total equivalente destinado a dividendos.

Domicilio social:

Plaça del Gas, 1
08003 Barcelona
Tel.: 902 199 199

Sede de Madrid:

Avenida de San Luis, 77
28033 Madrid
Tel.: 902 199 199

Edición:

Dirección General de Comunicación
y Gabinete de Presidencia
www.gasnaturalfenosa.com

Diseño gráfico:

Global Diseña S.L.
www.globaldis.com

Accesibilidad pdf:

Global Diseña S.L.



www.gasnaturalfenosa.com