

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

Informe de auditoría,
Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2013 e
Informe de gestión consolidado del ejercicio 2013



**Gas Natural Fenosa
Informe 2013**

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Balance de situación consolidado
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada
Estado consolidado de resultado global
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado
Estado de flujos de efectivo consolidado
Memoria consolidada



Gas Natural Fenosa
Balance de situación consolidado

(en millones de euros)

	31.12.13	31.12.12
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.245	10.764
Fondo de comercio	5.756	5.837
Otro inmovilizado intangible	4.489	4.927
Inmovilizado material (Nota 6)	21.411	22.308
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	96	100
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.457	983
Activo por impuesto diferido (Nota 20)	1.051	1.036
ACTIVO NO CORRIENTE	34.260	35.191
Existencias (Nota 9)	864	897
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 10)	6.316	5.106
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.843	4.557
Otros deudores	527	453
Activos por impuesto corriente	146	96
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	253	1.259
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 11)	4.252	4.434
ACTIVO CORRIENTE	10.685	11.696
TOTAL ACTIVO	44.945	46.887
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
Capital	1.001	1.001
Prima de emisión	3.606	3.606
Reservas	7.931	7.402
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1.445	1.441
Dividendo a cuenta	(393)	(391)
Ajustes por cambios de valor	(349)	-
Operaciones de cobertura	1	(19)
Diferencias de conversión	(349)	19
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	13.444	13.261
Intereses minoritarios	1.556	1.618
PATRIMONIO NETO (Nota 12)	15.010	14.879
Ingresos diferidos (Nota 13)	832	878
Provisiones no corrientes (Nota 14)	1.564	1.655
Pasivos financieros no corrientes (Nota 15)	15.508	16.046
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	15.344	17.815
Otros pasivos financieros	164	231
Pasivo por impuesto diferido (Nota 20)	2.562	2.688
Otros pasivos no corrientes (Nota 17)	842	834
PASIVO NO CORRIENTE	21.408	24.111
Provisiones corrientes (Nota 14)	134	144
Pasivos financieros corrientes (Nota 15)	3.403	2.386
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	3.206	2.243
Otros pasivos financieros	197	143
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 18)	4.230	4.560
Proveedores	3.486	3.938
Otros acreedores	709	526
Pasivos por impuesto corriente	36	98
Otros pasivos corrientes (Nota 19)	780	607
PASIVO CORRIENTE	8.527	7.897
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	44.945	46.887

Las Notas 1 a 37 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



Gas Natural Fenosa
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada

(en millones de euros)

	2013	2012
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 21)	24.989	24.904
Aprovisionamientos (Nota 22)	(17.228)	(17.309)
Otros ingresos de explotación (Nota 23)	213	250
Gastos de personal (Nota 24)	(851)	(871)
Otros gastos de explotación (Nota 25)	(2.274)	(2.163)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Notas 5 y 6)	(1.907)	(1.798)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras (Nota 13)	40	34
Otros resultados (Nota 26)	11	20
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.963	3.067
Ingresos financieros	212	178
Gastos financieros	(1.048)	(1.080)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	15
Diferencias de cambio	-	(7)
RESULTADO FINANCIERO (Nota 27)	(838)	(874)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación (Nota 7)	7	10
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.132	2.203
Impuesto sobre beneficios (Nota 20)	(468)	(548)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.664	1.657
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.664	1.657
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.445	1.441
Intereses minoritarios	219	216
	1.664	1.657
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 12)	1,44	1,45
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 12)	1,44	1,45

Las Notas 1 a 37 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Gas Natural Fenosa
Estado consolidado de resultado global



	2013	2012
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.664	1.857
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(473)	(224)
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	3	(87)
Efecto impositivo	(1)	25
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(21)	(25)
Diferencias de conversión	(460)	(153)
Efecto impositivo	6	16
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	38	8
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	48	9
Diferencias de conversión	2	1
Efecto impositivo	(12)	(2)
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO	(435)	(216)
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO	1.229	1.441
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.084	1.260
Intereses minoritarios	135	181

Las Notas 1 a 37 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



Gas Natural Fenosa
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado (en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la Sociedad						Total Patrimonio neto
	Capital Social	Prima de emisión y Reservas	Resultado del ejercicio	Ajustes por cambios de valor	Subtotal	Intereses minoritarios	
Balance a 1.1.12	992	10.348	1.325	127	12.792	1.649	14.441
Résultado global total del ejercicio	-	(54)	1.441	(127)	1.260	181	1.441
Distribución de dividendos	-	934	(1.325)	-	(391)	(204)	(585)
Adquisición derechos asignación gratuita (Nota 12)	-	(378)	-	-	(378)	-	(378)
Ampliación de capital (Nota 12)	9	(9)	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(21)	-	-	(21)	(8)	(29)
Balance a 31.12.12	1.001	10.818	1.441	-	13.261	1.618	14.879
Resultado global total del ejercicio	-	(3)	1.445	(348)	1.094	195	1.229
Distribución de dividendos	-	544	(1.441)	-	(897)	(182)	(1.089)
Adquisición derechos asignación gratuita	-	-	-	-	-	-	-
Ampliación de capital	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(14)	-	-	(14)	5	(9)
Balance a 31.12.13	1.001	11.345	1.445	(348)	13.444	1.566	15.010

Las Notas 1 a 37 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



Gas Natural Fenosa
Estado de flujos de efectivo consolidado

(en millones de euros)

	2013	2012
Resultado antes de impuestos	2.132	2.203
Ajustes del resultado:	2.608	2.540
Amortización y pérdidas por deterioro de Inmovilizado	1.907	1.798
Otros ajustes del resultado neto	701	742
Cambios en el capital corriente	(119)	(7)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.170)	(1.299)
Pago de intereses	(789)	(827)
Cobro de intereses	95	91
Pagos por impuestos sobre beneficios	(476)	(563)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (Nota 28)	3.451	3.437
Pagos por inversiones:	(2.485)	(2.138)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(47)	(29)
Inmovilizado material e intangible	(1.417)	(1.441)
Otros activos financieros	(1.021)	(668)
Cobros por desinversiones:	1.280	833
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	55	53
Inmovilizado material e intangible	16	25
Otros activos financieros	1.209	855
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	113	127
Cobros de dividendos	8	3
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	105	124
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(1.092)	(1.078)
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio:	-	(379)
Emisión	-	-
Adquisición	-	(379)
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(1.349)	(17)
Emisión	5.221	5.442
Devolución y amortización	(6.570)	(5.459)
Pagos por dividendos	(1.057)	(568)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(91)	(58)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(2.497)	(1.020)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(44)	(3)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(182)	1.336
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.434	3.098
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio	4.252	4.434

Las Notas 1 a 37 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



(1)	INFORMACIÓN GENERAL	7
(2)	MARCO REGULATORIO	7
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES	27
	3.1) Bases de presentación	27
	3.2) Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIF	27
	3.3) Políticas contables	29
	3.3.1) Consolidación	29
	3.3.2) Transacciones en moneda extranjera	31
	3.3.3) Inmovilizado intangible	32
	3.3.4) Inmovilizado material	34
	3.3.5) Pérdidas por deterioro de valor de los activos no financieros	36
	3.3.6) Activos y pasivos financieros	40
	3.3.7) Derivados y otros instrumentos financieros	42
	3.3.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	43
	3.3.9) Existencias	44
	3.3.10) Capital social	44
	3.3.11) Beneficio por acción	44
	3.3.12) Participaciones preferentes	45
	3.3.13) Ingresos diferidos	45
	3.3.14) Provisiones por obligaciones con el personal	46
	3.3.15) Provisiones	47
	3.3.16) Arrendamientos	48
	3.3.17) Impuestos sobre beneficios	49
	3.3.18) Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas	49
	3.3.19) Estado de flujos de efectivo	52
	3.3.20) Estimaciones e hipótesis contables significativas	52
(4)	INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS	54
(5)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	59
(6)	INMOVILIZADO MATERIAL	61
(7)	INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	63
(8)	ACTIVOS FINANCIEROS	64
(9)	EXISTENCIAS.....	67
(10)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	67
(11)	EFFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES	68
(12)	PATRIMONIO	68
(13)	INGRESOS DIFERIDOS	74
(14)	PROVISIONES	74
(15)	DEUDA FINANCIERA	80
(16)	GESTIÓN DEL RIESGO E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	87
(17)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	94
(18)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	95
(19)	OTROS PASIVOS CORRIENTES	96
(20)	SITUACIÓN FISCAL	98
(21)	IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	99
(22)	APROVISIONAMIENTOS	100
(23)	OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	100
(24)	GASTOS DE PERSONAL	100
(25)	OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	101
(26)	OTROS RESULTADOS	101
(27)	RESULTADO FINANCIERO NETO	102
(28)	EFFECTIVO GENERADO EN LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN	102
(29)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS	103
(30)	NEGOCIOS CONJUNTOS	103
(31)	ACUERDOS DE CONCESIÓN DE SERVICIOS.....	104
(32)	INFORMACIÓN DE LAS OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	106
(33)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	107
(34)	COMPROMISOS Y PASIVOS CONTINGENTES	109
(35)	HONORARIOS AUDITORES DE CUENTAS	112
(36)	MEDIO AMBIENTE	113
(37)	ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL CIERRE	114
	ANEXO I SOCIEDADES DE GAS NATURAL FENOSA	115
	ANEXO II VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	125
	ANEXO III SOCIEDADES DEL GRUPO FISCAL GAS NATURAL	127



Notas explicativas a las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2013

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.

Gas Natural Fenosa opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) 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 Ibex35. Las acciones de la participada Gas Natural BAN, S.A. cotizan en la Bolsa de Buenos Aires (Argentina).

Nota 2. Marco Regulatorio

2.1. 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 (MINETUR) es el organismo competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) 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. Hasta la publicación de la Ley 3/2013 de 4 de junio, estas funciones eran realizadas por la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) que se ha integrado en la CNMC. 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 reforzó 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.

2.1.1. 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 solo 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.

2.1.1.1. 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 1786/2007, 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.

2.1.1.2. 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 2.1.2.2.

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.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió en el mes de noviembre de 2011 a la CNE y ésta a su 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. En el mes de octubre de 2012 el Ministerio remitió de nuevo el Proyecto a la CNE, junto con información adicional. El 17 de enero de 2013, la CNE emitió un informe en el que, entre otras consideraciones, indica que los posibles costes a reconocer serían ligeramente superiores a la propuesta del Ministerio. Gas Natural Fenosa ha instado ante la Administración la tramitación del procedimiento que inició para que se determine el importe del mencionado recargo.

El 31 de marzo de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. En relación al sector del gas, las medidas dirigidas a corregir las desviaciones se refieren en particular a la suspensión de las autorizaciones administrativas de gasoductos a excepción de los sujetos a compromisos internacionales, y de las autorizaciones de nuevas plantas de regasificación, así como al retraso en la retribución de los almacenamientos subterráneos.

La Orden Ministerial IET/2446/2013, de 27 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2014. Adicionalmente mediante esta orden, se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.



2.1.2. Actividades no reguladas

2.1.2.1. Aprovevisionamiento

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.

2.1.2.2. 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 pasó a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores, desapareciendo el suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoció el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no superaban un determinado umbral de consumo (3 GWh, que se redujeron 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 (en adelante TUR).

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. A lo largo de 2014 sus funciones serán asumidas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De acuerdo con la legislación, para el cálculo de la TUR, 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/1508/2010 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%.

El 28 de diciembre de 2012 se publicó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética cuyos principales aspectos para el gas corresponden a la modificación de la imposición sobre hidrocarburos, estableciendo un tipo impositivo al gas natural utilizado como carburante en motores estacionarios, así como, al



gas natural destinado a usos distintos a los de carburante (consumo). No obstante, se establece una imposición reducida al gas natural para usos profesionales siempre que no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

El 11 de octubre de 2013 se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se aprueba el plan de actuación Invernal para la operación del sistema gasista, de aplicación desde el 1 de noviembre de 2013 hasta el 31 de marzo de 2014. Respecto al Plan Invernal 2012-2013 se modifican los requisitos de mantenimiento de existencias y se incrementa la demanda punta convencional estimada en caso de olas de frío.

El Consejo de Ministros del 11 de octubre de 2013 aprobó la remisión a las Cortes Generales del Proyecto de Ley por la que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios. Este proyecto de Ley incorpora al ordenamiento jurídico interno la Directiva 2011/83/UE Sobre los derechos de los consumidores. El nuevo marco legal se refiere a los contratos celebrados por los empresarios y los consumidores y usuarios, especialmente; Contratos a distancia y contratos fuera de los establecimientos del empresario.

El 10 de diciembre de 2013 se publicó la Ley 20/2013, de 9 de diciembre, de garantía de la unidad de mercado. Con esta ley se busca establecer los principios y normas básicas que, con pleno respeto a las competencias de las Comunidades Autónomas y de las Entidades Locales, garanticen la unidad de mercado en todo el territorio nacional.

El 11 de diciembre de 2013 se publicó la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que unifica en un solo cuerpo legal las leyes de evaluación ambiental estratégica y de evaluación de impacto ambiental. Con la nueva ley, el Gobierno pretende entre otros mejorar los procedimientos de evaluación ambiental y evitar dilaciones de difícil justificación desde el punto de vista ambiental.

Durante el ejercicio 2013 la TUR no ha sufrido variaciones en las revisiones de enero, abril, julio y octubre debido a que la variación del coste de energía ha sido inferior al umbral del 2% establecido en la metodología de cálculo.

El 31 de diciembre de 2013 se publicó la Resolución de 26 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la TUR de gas natural, que en media se mantiene respecto a las tarifas de 2013.

2.2. Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica:

En Brasil, Colombia, México y Perú 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 Brasil el 30 de diciembre de 2013, el regulador del estado de Río de Janeiro aprobó las nuevas tarifas para las sociedades del grupo CEG y CEG Río, aplicándose a partir del 1 de enero de 2014 y hasta fin de 2017. En términos agregados el Ingreso unitario de la actividad se mantiene.

En Colombia la regulación establece que el transportador de gas natural no puede realizar de manera directa actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener



interés económico en empresas que tengan por objeto esas actividades. Por su parte las empresas comercializadoras o distribuidoras de gas natural no pueden ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras.

El 23 de febrero de 2011 se publicó oficialmente la nueva tarifa de distribución de gas para todas las zonas en que Gas Natural Ferrosa 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 Argentina, como consecuencia de la crisis de 2001, se produjo una congelación y pesificación de las tarifas, paliado en parte por revisiones al alza en compensación al aumento de precios por inflación. A finales de 2012 la Administración argentina aprobó la incorporación en tarifa, y para todos los clientes, de un nuevo cargo fijo destinado, a través de un sistema de fideicomiso, a nuevas inversiones en redes y a la explotación y mantenimiento de las existentes.

2.3. 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.

Mediante la Delibera n° 573 de diciembre 2013, el Regulador italiano ha publicado las tarifas para el periodo 2014-2019. No hay cambios de fondo en la metodología, sólo ajustes, por lo que el impacto en la retribución no es significativo.



2.4. Regulación del sector eléctrico en España

Principales características del sector eléctrico en España.

La regulación del sector eléctrico en España ha sufrido un importante proceso de reforma a lo largo del ejercicio 2013 que ha dado lugar a la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que adapta la Ley anterior (Ley 54/1997, de 27 de noviembre) a las actuales circunstancias tanto de la economía como del sector eléctrico y energético en España.

La nueva Ley, que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013, mantiene la estructura administrativa y de competencias establecida en la regulación anterior. Así, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el organismo competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la CNMC es la autoridad reguladora 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 establece una separación jurídica estricta entre el operador del sistema y las actividades de generación o de comercialización de energía eléctrica.

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 2009/72/CE), todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de electricidad. Existe un sistema de tarifa de último recurso (a partir de 1 de enero de 2014, precio voluntario para el pequeño consumidor) aplicable a los consumidores con potencia contratada inferior a 10 Kw. Esta tarifa de último recurso consiste en un precio de energía determinado por la Administración, más el peaje que corresponda por la potencia contratada.

- 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 entró 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 convencionales, entre ellas Gas Natural Fenosa.



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.

2.4.1. 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 normativamente 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 (a partir de 1 de enero de 2014, Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre), 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 solo 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.

2.4.1.1. 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.

El 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el 2014.

2.4.1.2. 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 quedó 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.

El 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2014.

2.4.2. Actividades no reguladas

2.4.2.1. Generación de electricidad

Con arreglo a la Ley 54/1997, vigente hasta el 27 de diciembre de 2013, 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, gas natural o carbón. Sin embargo, esta distinción



entre régimen especial y ordinario ha desaparecido en la nueva Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, de modo que las nuevas instalaciones que utilicen energías renovables deberán acudir al mercado en igualdad de condiciones que las instalaciones convencionales; si bien, las instalaciones de generación con energías renovables mantienen como principales ventajas un régimen retributivo específico, y la prioridad de despacho por el sistema.

La retribución de la actividad de generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica. El Régimen retributivo específico para la generación con energías renovables está actualmente pendiente de aprobación.

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 proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico se ha cerrado a finales de 2013 habiéndose titulado todo el déficit reconocido a 31 de diciembre de 2012. Sin embargo, queda pendiente de desarrollar el régimen para la titulización del déficit del ejercicio 2013, que asciende a 3.600 millones de euros con arreglo al reconocimiento efectuado en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

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 mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro estará vigente únicamente hasta finales de 2014.

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 periodo 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.

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 fuel-oil, 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 otro lado, en cuanto a la financiación del bono social a consumidores desfavorecidos, el 22 de marzo de 2012, el Tribunal Supremo dictó una Sentencia por la que declaró inaplicable el mecanismo de financiación del bono social por las empresas generadoras previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, al ser contrario a la Directiva 2003/54 de mercado interior de la electricidad. Actualmente el Real Decreto-Ley 9/2013 obliga de nuevo a las mismas empresas a financiar el bono social, lo que está siendo objeto de recurso por los mismos motivos.

El 31 de marzo de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Los ajustes incluidos en el Real Decreto-ley 13/2012 para la reducción del déficit del sector eléctrico suponen una reducción de los costes del sistema de 1.764 millones de euros, procedentes, entre otros, de una reducción del 10% de la retribución de la actividad de distribución, un 75% de reducción de los costes de gestión comercial de las distribuidoras, una reducción del 10% de los pagos por capacidad, el volumen de producción con carbón nacional y el servicio de disponibilidad, a la vez que se recuperan y se incorporan al sistema eléctrico determinados saldos remanentes de la Comisión Nacional de Energía y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.

El 26 de abril de 2012 se publicó la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, y la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que establece el coste de la energía y la TUR para el periodo del 1 de octubre al 22 de diciembre, el primer trimestre de 2012, y a partir del 1 de abril de 2012. Todo ello, en aplicación de un Auto del Tribunal Supremo, de 12 de marzo de 2012, que establece que se ha de complementar la fijación de los peajes de acceso establecidos para el primer trimestre de 2012.

Los principales aspectos de estas disposiciones son:

- En términos anuales los ingresos por peajes suben un 11% con respecto a los vigentes, lo que supone un incremento de ingresos de 1.400 millones de euros.
- Se extiende la eficacia del Auto del Tribunal Supremo de 20 de diciembre de suspensión de las Tarifas de octubre de 2011, a todo el cuarto trimestre de 2011. Se



revisan a partir del 1 de enero de 2012 los peajes de acceso, dando cumplimiento a los Autos del Tribunal Supremo de marzo de 2012, de forma que los peajes integren la totalidad de los costes previstos para el año 2012 así como los desajustes temporales del 2011.

- Se ajustan los peajes de acceso a partir del 1 de abril teniendo en cuenta las reducciones de costes establecidas en el Real Decreto-ley 13/2012 (que redujo los costes del sistema en 1.764 millones de euros), para equilibrar el sistema (ingresos-costes).
- Se establece el nuevo mecanismo de financiación del bono social, que será financiada por los consumidores al ser coste liquidable del sistema y de aplicación a partir del 7 de febrero de 2012.

El 14 de julio de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la actividad con el objetivo de equilibrar el sector eléctrico. Los principales aspectos de este Real Decreto-ley son:

- En relación con los costes de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares establece que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas que desarrollen lo dispuesto en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, serán de aplicación desde el 1 de enero de 2012. A estos efectos, se adelantan algunas de estas modificaciones del modelo retributivo relativas a la eliminación de la retribución de los gastos de naturaleza recurrente, y a la revisión de la tasa financiera de retribución.
- Se determina para las Comunidades Autónomas que graven, directa o indirectamente, las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico, con tributos propios o recargos sobre los tributos estatales, la obligatoriedad de imponer el suplemento territorial en los peajes de acceso y tarifas de último recurso, debiendo ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.
- Se establece que la retribución para la actividad de transporte en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.
- Para los importes pendientes del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico generado en 2006 se establece el tipo de interés a aplicar como la media de las cotizaciones diarias del Euríbor a tres meses de noviembre del año anterior más 65 puntos básicos. La diferencia con el precio de cesión al Fondo, tendrá la consideración de coste liquidable del sistema.
- Se habilita en la presente norma al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a aplicar criterios de progresividad a los peajes de acceso.

En el ejercicio 2013 entró en vigor la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética cuyos principales aspectos referentes a la actividad de generación de electricidad son:

- Establece un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación al tipo del 7 %.
- Regula dos nuevos impuestos: el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía



nucleoeléctrica y el impuesto sobre la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación.

- De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad. Para las actividades de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles se suprimen determinadas exenciones para someter a gravamen a los productos energéticos utilizados para la generación combinada de calor y electricidad. En este mismo sentido, para dar un tratamiento análogo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía fósil, se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.
- Establece un nuevo canon a los bienes de dominio público a la utilización o aprovechamiento de las aguas continentales para su explotación hidroeléctrica.

Los ingresos derivados de estos impuestos vienen a minorar el déficit de actividades reguladas del sistema eléctrico.

Dentro del marco de las medidas encaminadas a la reforma del sector eléctrico, el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de Medidas Urgentes en el Sistema Eléctrico y en el Sector Financiero que, en lo relativo al sector eléctrico, introduce nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Los principales aspectos de este Real Decreto-ley son:

- Sustitución del índice de actualización de los costes del sector eléctrico, de forma que, con efectos a partir del 1 de enero de 2013, las retribuciones, tarifas y primas se actualizarán tomando como referencia el índice de Precios de Consumo ("IPC") a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente), que sustituye la referencia al IPC prevista en la normativa del sector eléctrico.
- Las opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial serán dos: (i) la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada; o (ii) la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, en cuyo caso el precio de la electricidad será exclusivamente el que resulte en el mercado organizado o el libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, sin complemento de prima.

El 15 de febrero de 2013 el Consejo de Ministros aprobó el Proyecto de Ley por el que se concede un crédito extraordinario de 2.200 millones de euros para financiar costes del sistema eléctrico ocasionados por los incentivos económicos para el fomento de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

El Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013 aprobó un paquete de medidas denominado reforma energética que comprende el Real Decreto-ley 9/2013 antes citado, por el que se adoptan Medidas Urgentes para garantizar la Estabilidad Financiera del Sistema Eléctrico (que dio lugar a la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico) y varias propuestas de Real Decreto (algunas de ellas todavía en tramitación).

Las principales medidas establecidas por el mencionado Real Decreto-ley 9/2013, que fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el 13 de julio de 2013 y entró en vigor al día siguiente, son las siguientes:

- **Retribución actividad de transporte y distribución eléctrica:** Desde 1 de enero de 2013 hasta el 14 de julio de 2013 se mantiene la retribución actual con carácter definitivo:
 - Desde 14 de julio de 2013 hasta 31 de diciembre de 2013 se referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 100 puntos básicos.
 - A partir de 1 de enero de 2014 la tasa de retribución se referenciará al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado con 200 puntos básicos.
- **Régimen especial:**
 - Se establece un nuevo régimen económico para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos que se basa en la retribución por venta de la energía generada valorada al precio de mercado.
 - Se establece una retribución adicional a la del mercado, en caso de resultar necesario, para recuperar los costes de inversión y de operación basados en parámetros estándares por tecnología hasta que se llegue a percibir una rentabilidad razonable, que para las instalaciones existentes se fijará en el rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado con 300 puntos básicos.
 - Se podrán establecer incentivos especiales para la producción insular y extrapeninsular.
 - Este nuevo régimen económico se revisará cada 6 años.
- **Déficit de tarifa:**
 - Se incrementa el límite total de avales del Estado para cubrir los 4.000 millones de euros del déficit adicional de 2012.
- **Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares:**
 - Se limita al 50% estos extracostes de 2013 que serán financiados a través de los Presupuestos Generales del Estado de 2014.
- **Incentivo a la inversión:**
 - Desde 14 de julio de 2013 la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción pasa de 26.000 euros/MW/año a 10.000 euros/MW/año.
 - Se cobrará durante el doble de años que resten para cubrir el actual período de 10 años de percepción.
- **Bono Social:**
 - El coste del bono social será asumido por las matrices de los grupos que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de electricidad.
 - El porcentaje de reparto se calculará anualmente de manera proporcional a la suma de los puntos de suministro y clientes de las distribuidoras y comercializadoras.
 - Hasta la aprobación de la Orden Ministerial de fijación de porcentajes (fecha no anterior a 15 de septiembre de 2013), el coste del bono social será cubierto con cargo al sistema.



- Se revisarán las características para conceder el bono social a partir del 1 de julio de 2014.
- Peajes de acceso:
 - Se habilita al Gobierno a revisar los peajes trimestralmente.
 - Se prevé una actualización en el plazo de un mes con una subida del 6,5% para lo que el 16 de julio de 2013 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió a la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Orden para la elaboración del informe preceptivo.

El 18 de octubre de 2013 se publicó la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por el que se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200 millones de euros para la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico derivados de la producción renovable. Sin embargo, este crédito extraordinario nunca se ha llegado a materializar porque la nueva Ley 24/2013 lo dejó sin efecto.

El 19 de octubre de 2013 se publicó el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. Con la publicación de este Real Decreto se completa la transposición de la Directiva de Emisiones Industriales.

El 30 de octubre de 2013 se publicó la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras, modifica entre otros el Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos creado por la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como algunos aspectos de la Ley 38/1992 de Impuestos especiales relativos a la gestión del Impuesto especial sobre el gas y las exenciones en el Impuesto eléctrico.

El 30 de octubre de 2013 se ha publicado la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Las medidas introducidas en esta Ley complementan lo previsto en la Ley 54/1997, del sector Eléctrico, y tienen por objeto sentar las bases para el desarrollo de los nuevos regímenes retributivos que se establezcan, con la finalidad de incrementar la competencia en estos sistemas y reducir los costes de generación, así como el refuerzo de las herramientas de actuación por parte de la Administración ante situaciones de riesgo.

El 1 de noviembre se publicó la Orden IET/2013/2013 por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad. Esta Orden forma parte de los desarrollos reglamentarios incluidos en el paquete de la reforma eléctrica presentado por el Gobierno en julio de 2013. En ella se establece un procedimiento de subastas, para la asignación de este servicio, que será gestionado por el Operador del Sistema y supervisado por la CNMC.

El 13 de noviembre de 2013 el Tribunal Supremo acordó instar a la Administración a reintegrar a las empresas que reclamaron las cantidades abonadas en su momento como financiación del bono social, con los intereses que correspondan, en relación con la sentencia dictada por el mismo tribunal el 22 de marzo de 2012 por la que declaraba inaplicable el mecanismo de financiación del bono social por las empresas generadoras previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, al ser contrario a la Directiva 2003/54 de mercado interior de la electricidad.

Con fecha 28 de noviembre se ha tramitado una nueva propuesta de Real Decreto de renovables, cogeneración y residuos, que ha sido enviada por el MINETUR a la CNMC para Informe, y que ha sido sometida de nuevo al trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad. En términos generales la nueva propuesta mantiene el modelo de la propuesta de julio, pero se introducen las modificaciones necesarias para adaptarse a los cambios introducidos en el proyecto de Ley del sector eléctrico en su tramitación parlamentaria, se estructura el contenido y se introducen algunos cambios de detalle y cierre de modelo.

El 27 de diciembre se publicó la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, del 26 de diciembre, cuyas principales novedades son:

- Respecto al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema:
 - Los parámetros para el establecimiento de las retribuciones tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del período regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y de una rentabilidad adecuada para estas actividades.
 - Se distingue entre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos que son necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan, que se fijarán de acuerdo con la metodología que establezca el Gobierno, revisándose con carácter general peajes y cargos anualmente, o cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.
 - Se regulan los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos.
 - El régimen jurídico del cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas establece que las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán, con carácter general, mensualmente y con igual periodicidad.
 - Se limitan los desajustes por déficit de ingresos de tal forma que su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados para ese ejercicio y la deuda acumulada por desajustes no podrá superar el 5 por ciento de dichos ingresos. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán los peajes o cargos que correspondan. La parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro por la actividad que realizan. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés. En cuanto a los superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.
 - Para el año 2013 se reconoce la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros que generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción.
 - Se amplía la obligación de llevar contabilidad separada no sólo de las actividades eléctricas de aquellas que no lo sean sino también separar la contabilidad de la



actividad de producción con retribución regulada y libre. Esta obligación se amplía a todos los productores con retribución regulada.

- **Producción de energía eléctrica:**
 - Se regula el cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa.
 - Se regulan los aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica y, el sistema de ofertas en el mercado diario, con la particularidad de que todas las unidades de producción deben realizar ofertas al mercado, incluidas las del extinto régimen especial.
 - Se regula la demanda y contratación de la energía, los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, así como el registro de régimen retributivo específico.
- **Gestión económica y técnica del sistema:**
 - Se regulan las funciones del operador del sistema y del operador del mercado, así como los procedimientos de certificación del operador del sistema por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de autorización y designación como gestor de la red de transporte por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que se notificarán a la Comisión Europea, así como el de certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.
 - Se regula el acceso y conexión a las redes, definiendo claramente los conceptos de derecho de acceso y derecho de conexión así como los permisos de acceso y conexión, el procedimiento y requisitos para su concesión y los sujetos encargados de concederlos al amparo de unos criterios técnicos y económicos que se establecerán reglamentariamente.
- **Actividad de transporte de energía eléctrica:**
 - Se introduce expresamente el requisito de estar incluido en la planificación para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones.
 - Se recogen las funciones que deberá desarrollar el transportista, anteriormente dispersas en normas de rango legal y reglamentario.
- **Distribución de energía eléctrica:**
 - Se introduce la definición de instalaciones de distribución
 - Se recogen las obligaciones y funciones de las empresas de distribución de energía eléctrica distinguiendo entre aquellas que son ejecutadas como titulares de las redes de distribución y aquellas que son realizadas como empresas gestoras de la red de distribución.
- **Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones:**
 - Se revisa la tipificación de infracciones y la inclusión de nuevas infracciones, al haber identificado determinadas conductas que no habían sido contempladas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y que tienen un impacto negativo en la sostenibilidad económica y en el funcionamiento del sistema eléctrico.
 - Se revisa la cuantía de las sanciones, se amplían las sanciones accesorias existentes, y se modifica la competencia para la imposición de sanciones.



2.4.2.2. 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, denominada precio voluntario para el pequeño consumidor -PVPC- a partir de la nueva Ley 24/2013).

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.

El 29 de marzo de 2013 se publicó la Resolución de la DGPEM, de 25 de marzo, que revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de abril de 2013. La TUR baja una media del 6,63 %, de acuerdo con los resultados de la subasta del 20 de marzo.

El 29 de junio de 2013 se publicó la Resolución de la DGPEM, de 26 de junio, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de julio de 2013, que contempla un incremento de la TUR del 1,3%.

El 3 de agosto de 2013 se publicó la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013, y la Resolución de la DGPEM por la que se revisa la TUR. Las nuevas tarifas son de aplicación desde el 3 de agosto, y suponen un incremento medio de la TUR del 3,6%.

El 1 de octubre de 2013 se publicó la Resolución de la DGPEM, de 24 de septiembre, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de octubre de 2013, que contempla un incremento medio de la TUR del 3%, como resultado de la subasta CESUR, y del mantenimiento de los peajes de acceso.

Es preciso señalar que la subasta CESUR para la determinación del precio correspondiente al primer trimestre de 2014 ha sido anulada y el precio de la energía para este periodo, fijado por Real Decreto-Ley 17/2013.

2.5. Regulación del sector de electricidad internacional

2.5.1. Generación

Gas Natural Fenosa está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana y Puerto Rico.

En México, Costa Rica y Puerto Rico la generación del grupo está bajo régimen de contratos de compromiso de capacidad (PPA) con las entidades nacionales del sector, Comisión



Federal de Electricidad (CFE), Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) respectivamente, las tres empresas públicas verticalmente integradas y responsables de modo exclusivo de transmisión, distribución y comercialización.

En Panamá y República Dominicana la venta de la energía eléctrica generada se realiza mediante contratos bilaterales con las distribuidoras.

En los cinco países, la regulación del sector eléctrico es conocida y estable, y se desarrolla y administra por reguladores independientes.

2.5.2. Distribución

En los países en los que Gas Natural Fenosa está presente como distribuidor, Colombia, Moldavia 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.



Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2012 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. con fecha 31 de enero de 2014, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2013 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) nº 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 2013, 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 2013 se han aplicado las siguientes normas:

- NIC 1 (Modificación), "Presentación de las partidas de otro resultado global";
- NIC 19 (Modificación), "Retribuciones a los empleados";
- NIIF 13, "Valoración del valor razonable";
- CINIIF 20, "Costes por desmonte en la fase de producción de una mina a cielo abierto";
- NIIF 7 (Modificación), "Instrumentos financieros: Información a revelar – Compensación de activos financieros y pasivos financieros";
- NIC 12 (Modificación), "Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes";
- Mejoras anuales de las NIIF, ciclo 2009-2011.

La aplicación de la NIIF 13 "Valoración del valor razonable" no ha tenido impacto significativo ni en las Cuentas anuales consolidadas ni en las técnicas y métodos de valoración utilizados en activos y pasivos financieros valorados a valor razonable. En este sentido, la determinación del valor razonable se ha realizado considerando el efecto de



valorar el riesgo de impago de la contraparte, en el caso de los activos financieros, y el propio riesgo de crédito, en el caso de los pasivos financieros.

La aplicación del resto de modificaciones anteriores no ha supuesto ningún impacto significativo en las Cuentas anuales consolidadas. A efectos comparativos, el estado consolidado de resultado global del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012 se presenta conforme a la NIC 1 (Modificación), "Presentación de las partidas de otro resultado global".

Por otro lado, la Unión Europea adoptó en 2012 y 2013 las siguientes normas y modificaciones para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2014:

- NIIF 10, "Estados financieros consolidados";
- NIIF 12, "Revelación de participaciones en otras entidades";
- NIC 27 (Modificación), "Estados financieros separados";
- NIC 28 (Modificación), "Inversiones en asociadas y en negocios conjuntos";
- NIC 32, "Instrumentos financieros: Presentación – Compensación de activos financieros y pasivos financieros";
- NIC 36 (Modificación), "Deterioro del valor de los activos";
- NIC 39 (Modificación), "Instrumentos financieros: Reconocimiento y valoración". Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas;
- NIIF10, NIIF11 y NIC 27 (Modificación), "Entidades de Inversión";
- Guía de transición", Modificaciones de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

Las anteriores normas y modificaciones no han sido adoptadas anticipadamente, a excepción de la NIC 36 (Modificación), "Deterioro del valor de los activos".

Además de las anteriores, a partir del 1 de enero de 2014 es de aplicación obligatoria la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos", como consecuencia de la cual los negocios conjuntos (aquellos en los que los partícipes ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas) deberán consolidarse por el método de participación en lugar de por el método de integración proporcional.

De haberse aplicado la NIIF 11 en la elaboración de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013, el efecto estimado del cambio de método de consolidación aplicable sobre el Balance a 31 de diciembre de 2013 y la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2013 sería el siguiente:

	31.12.13	31.12.13 w/NIIF 11	Variación
Activo no corriente	34.260	33.168	(1.092)
Activo corriente	10.686	10.343	(342)
Total Activo	44.945	43.511	(1.434)
Patrimonio neto	15.010	14.967	(43)
Pasivo no corriente	21.408	20.187	(1.221)
Pasivo corriente	8.527	8.357	(170)
Total Patrimonio neto y pasivo	44.945	43.511	(1.434)



	2013	2013	
		s/NIF 11	Variación
Importe neto de la cifra de negocios	24.989	24.478	(491)
Gastos de explotación	(20.099)	(19.844)	255
Amortización de inmovilizado y pérdidas por deterioro	(1.907)	(1.612)	295
Resultado de explotación	2.983	3.022	59
Resultado financiero	(838)	(803)	36
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	(82)	(69)
Resultado antes de impuestos	2.132	2.157	25
Impuesto sobre beneficios	(468)	(499)	(31)
Intereses minoritarios	(219)	(213)	6
Resultado atribuible	1.445	1.445	-

Estos impactos vienen originados básicamente por el cambio de método de consolidación aplicable a Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica en régimen especial.

Del análisis del resto de nuevas normas contables e interpretaciones a aplicar en los ejercicios que se inician a partir del 1 de enero de 2014 y siguientes, Gas Natural Fenosa no espera que su aplicación tenga efectos significativos 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 transfiera 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 de "Intereses minoritarios" en el Balance de situación consolidado y de "Resultado atribuible a intereses minoritarios" en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

En relación con las adquisiciones o ventas de intereses minoritarios sin pérdida de control, la diferencia entre el precio pagado o recibido y su valor neto contable, se registra como transacciones patrimoniales, no generando ni fondo de comercio ni resultado.

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 de "Otros pasivos".

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 solo 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 Fenosa 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 incluídas en el perímetro de consolidación.

En el Anexo II se incluyen las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2013 y 2012, siendo las más relevantes las siguientes:

Ejercicio 2013

En el ejercicio 2013 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron a la enajenación en febrero de 2013, de sus participaciones del 83,7% en dos empresas de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (Nota 26).

Ejercicio 2012

En el ejercicio 2012 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron a la enajenación en febrero de 2012 de los activos correspondientes a determinados clientes de gas y contratos asociados en la Comunidad de Madrid (Nota 26).

3.3.2 Transacciones en moneda extranjera

Las partidas incluídas 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 le 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 de "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 2013 y 2012 han sido los siguientes:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense (USD)	1,38	1,33	1,32	1,28
Peso Argentino (ARS)	8,97	7,26	6,46	5,82
Real Brasileño (BRL)	3,23	2,87	2,69	2,51
Peso Colombiano (COP)	2.657	2.483	2.393	2.311
Peso Mexicano (MXN)	18,02	16,96	17,14	16,91
Córdoba Nicaragüense (NIO)	34,93	32,83	31,83	30,24
Balboa Panameño (PAB)	1,38	1,33	1,32	1,28
Leu Moldavo (MDL)	17,95	16,68	15,99	15,55

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

En este epígrafe se 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 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 registran como activo financiero si el operador tiene un derecho incondicional a percibir efectivo del concedente y como activo intangible si el operador no tiene tal derecho, sino que tiene el derecho a cobrar a los usuarios del servicio. 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 de "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 periodo 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 periodo 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)	14-86
Instalaciones técnicas (centrales de carbón)	25-40
Instalaciones técnicas (centrales 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 periodo de la concesión), el equipo electromecánico (40 años) y el resto del inmovilizado (14 años), en cualquier caso atendiendo al uso de la central y con el límite máximo del plazo de la concesión (entre los años 2022 y 2063).

Gas Natural Feñosa amortiza sus centrales nucleares en una vida útil de 40 años que corresponde a la vida teórica de sus componentes principales. El permiso de explotación de estas instalaciones suele abarcar periodos sucesivos de 10 años, sin que pueda solicitarse su renovación hasta un momento próximo a la finalización de cada uno de ellos. 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 periodo 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. 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 como fondos de comercio se asignan a estas unidades generadoras de efectivo (UGE).



Las unidades se han definido siguiendo los siguientes criterios:

- **Distribución de gas Europa:**
 - **Distribución de gas España.** Se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de gas.
 - **Distribución de gas Resto.** Corresponde a los activos de distribución de gas en Italia.
- **Distribución de electricidad Europa:**
 - **Distribución de electricidad España.** Se gestiona de forma conjunta el desarrollo, operación y mantenimiento de la red de distribución de electricidad.
 - **Distribución de electricidad Resto.** Corresponde a los activos de distribución de electricidad en Moldavia.
- **Gas.** Incluye las UGE de Infraestructuras de gas, de Aprovisionamientos y comercialización y de Unión Fenosa Gas.
- **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 Resto.** Corresponde al negocio eléctrico en Kenia.
- **Latinoamérica.**
 - **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 electricidad Latinoamérica.** Se considera que existe una UGE para cada país en el que se opera (Colombia y Panamá), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
 - **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 tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios y gestionados de manera independiente.
- **Otros.** Incluye las UGE de yacimiento de carbón en Sudáfrica y de fibra óptica.

Para aquellas UGEs que han requerido del análisis de posibles pérdidas por deterioro, los flujos de efectivo se han basado en el Plan Estratégico aprobado por Gas Natural Fenosa, amplados 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 periodo 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 periodo 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 UGEs. Las tasas de crecimiento nominales empleadas son las siguientes:



	Crecimiento 2013 (%)	Crecimiento 2012 (%)
Distribución de gas Latinoamérica	1,0	1,0
Distribución de gas Resto	1,0	1,0
Distribución de electricidad España	0,6	0,8
Distribución de electricidad Latinoamérica	1,2-3,0	1,2-3,0
Distribución de electricidad Resto	1,8	1,8
Electricidad España	1,8	1,8
Electricidad Latinoamérica	1,0-4,9	1,9-4,9
Electricidad Resto	4,5	4,5
Unión Fenosa Gas	1,4	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 2013 (%)	Tasas 2012 (%)
Distribución de gas Latinoamérica	12,0-13,0	16,0-16,0
Distribución de gas Resto	9,0	9,8
Distribución de electricidad España	8,5	9,6
Distribución de electricidad Latinoamérica	10,7-15,0	9,4-24,4
Distribución de electricidad Resto	15,8	16,5
Electricidad España	9,0	10,1
Electricidad Latinoamérica	7,3-14,4	6,4-16,9
Electricidad Resto	10,9	11,2
Unión Fenosa Gas	12,8	12,6

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

- Bono libre de riesgo: Bono a 10 años del mercado de referencia de la UGE.
- Prima de riesgo de mercado: Estimación de renta variable de cada país 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 neto-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 electricidad España:**

- Retribución regulada. Importe y crecimiento de la retribución aprobada por el regulador considerando los impactos regulatorios del RD-I 2/2013, el RD-I 9/2013, la Ley 24/2013 (Nota 2.4.2.1) y el RD 1048/2013 (Nota 2.4.1.2).
- Costes de operación y mantenimiento. Estimados a partir de los costes históricos de la red gestionada.
- Inversiones. Considerando las inversiones necesarias para mantener el uso regular de la red.

- **Distribución de gas y electricidad Latinoamérica y Resto**

- Evolución de las tarifas. Valoración de las tarifas en cada uno de los países, en función de las condiciones de las licitaciones y las revisiones tarifarias.



- Coste de la energía y de los combustibles. Estimados conforme a los modelos predictivos desarrollados en base al conocimiento de los mercados energéticos de cada país.
- Electricidad España:
 - Electricidad producida. La evolución de la demanda se ha estimado en base al consenso de varios organismos internacionales. La cuota de participación se ha estimado en función de la cuota de mercado de Gas Natural Fenosa en cada tecnología y de la evolución que se espera de la cuota de cada tecnología en el mercado total. Se han considerado los impactos regulatorios del RD-I 2/2013, el RD-I 9/2013, la Ley 24/2013 (Nota 2.4.2.1).
 - Precio de la electricidad. Los precios de la energía en el mercado empleados se han calculado con los modelos que cruzan la demanda esperada con las previsiones de la oferta, considerando la evolución previsible del parque de generación en España, en base a las previsiones sectoriales.
 - Coste de los combustibles, y de los derechos de emisión de CO₂. Estimado en base a los contratos a largo plazo de aprovisionamiento y a la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados.
 - Costes de operación y mantenimiento. Estimados a partir de los costes históricos del parque gestionado.
 - Impacto de los tributos establecidos por la Ley 15/2012 (Nota 2.4.2.1).
- 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.
- Unión Fenosa Gas:
 - Coste de los aprovisionamientos de gas. De acuerdo a los precios de los contratos a largo plazo.
 - Precio de venta del gas natural. Valorado con los modelos predictivos utilizados por Gas Natural Fenosa de acuerdo con las curvas de precios y la experiencia en los mercados.

Como resultado del proceso anterior, en los ejercicios 2013 y 2012, los valores recuperables de los activos de las UGEs, 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, salvo por los mencionados en las Notas 5 y 6.

Asimismo, Gas Natural Fenosa estima que las variaciones desfavorables que, en base a la experiencia histórica, razonablemente puedan sufrir los mencionados aspectos sensibles en los que se ha basado la determinación del importe recuperable de las distintas UGEs, no harían variar las conclusiones obtenidas respecto de que el importe recuperable es superior a su valor en libros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo, han considerado un descenso del 5% en la electricidad producida y en el precio de la electricidad en el caso de las UGEs de Electricidad, un descenso del 5% del precio de venta del gas en la UGE de Unión Fenosa Gas, así como un descenso del 5% en la tarifa/retribución y un incremento del 5% en los costes de operación y mantenimiento en el caso de las UGEs de distribución de gas y electricidad. 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 de situación 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. El valor razonable se basa en los precios de cotización de mercado en la fecha de Balance.
- Nivel 2: Valoraciones basadas en variables que sean observables para el activo o pasivo. El valor razonable de los activos financieros incluidos en esta categoría se determina usando técnicas de valoración. Las técnicas de valoración maximizan el uso de datos observables de mercado que estén disponibles y se basan en la menor medida posible en estimaciones específicas realizadas por Gas Natural Fenosa. Si todos los datos significativos requeridos para calcular el valor razonable son observables, el instrumento se incluye en el Nivel 2. Si uno o más datos de los significativos no se basan en datos de mercado observables, el instrumento se incluye en el Nivel 3.
- 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 2013 y 2012, 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 periodo 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.



Acreeedores 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 valores razonables en ausencia de riesgo así obtenido, se ajustan por el impacto esperado del riesgo de crédito observable de la contraparte en los escenarios de valoración positivo y el impacto del riesgo de crédito propio observable en los escenarios de valoración negativo.

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 siempre 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.

Las adquisiciones de acciones propias se registran por su valor de adquisición, minorando el patrimonio neto hasta el momento de su enajenación. Los beneficios y pérdidas obtenidos en la enajenación de acciones propias se registran en el epígrafe "Reservas" del Balance de situación consolidado.

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 Dominante. 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 solo 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 de "Intereses minoritarios".

3.3.13 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 CINIF 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 de "Ingresos diferidos" se reconocen en resultados de forma sistemática en función de la vida útil del activo correspondiente, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

En caso de sustitución del activo correspondiente, 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.

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 de "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. 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.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las hipótesis actuariales o por diferencias entre las hipótesis y la realidad se reconocen íntegramente en el período en el que ocurren directamente en patrimonio en el epígrafe de "Otro resultado global".

Los costes por servicios pasados se reconocen inmediatamente en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada en el epígrafe de "Gastos de personal".

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 de "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 retrada, 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.

d) Plan de adquisición de acciones

En el ejercicio 2012 se puso en marcha un Plan de adquisición de acciones 2012-2013-2014 dirigido a empleados de Gas Natural Fenosa que cumplan determinados requisitos y se adhieran voluntariamente al mismo, que permite recibir parte de su retribución en acciones de Gas Natural SDG, S.A., con un límite máximo anual de 12.000 euros. El coste de las acciones adquiridas y entregadas a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2013 se registran en el epígrafe de "Gastos de personal" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

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 de situación, 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 de "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 al valor razonable para los derechos pendientes de compra.

3.3.16 Arrendamientos

1) *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.

Gas Natural Fenosa actúa como arrendatario en diversos contratos de arrendamiento financiero. Dichos arrendamientos 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 consolidada. 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.

2) *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.

Contabilidad del arrendatario

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.

Contabilidad del arrendador

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 este 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 2.1 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 han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2011 y 2012, pero sí se ha tenido en cuenta la desviación provisional negativa de dichos ejercicios al objeto de calcular los peajes y cánones de los ejercicios 2013 y 2014. 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 de electricidad y liquidaciones por actividades reguladas

En la Nota 2.4 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 registra 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 2008 a 2012, 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 2013, 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. Durante los ejercicios 2012 y 2013, el déficit de los años 2006, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 ha quedado totalmente recuperados con las emisiones del fondo de titulización y de las liquidaciones del sistema, estando pendiente únicamente la recuperación de un remanente del déficit generado en 2012, a través de las últimas liquidaciones del 2013, que se realizarán en el primer trimestre del 2014.

Los derechos de cobro correspondientes al déficit generado en el ejercicio 2013 no podrán cederse por sus titulares al fondo de titulización. Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual del sistema en los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su cancelación (Nota 2.4.2.1).

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 intangible y material (Notas 3.3.3 y 3.3.4)*

La determinación de las vidas útiles del inmovilizado intangible y 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, que históricamente se han cumplido sustancialmente.

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, costas 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 y gasista, incluyendo las correspondientes a otras empresas que permiten estimar la liquidación global del sistema 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 y gasistas en España.

Nota 4. Información financiera por segmentos

Un segmento de operación 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 el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. 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.

Sin producirse ninguna modificación en la definición de los segmentos de Gas Natural Fenosa respecto al pasado ejercicio, se presentan los negocios de Latinoamérica agrupados por área geográfica en línea con la información de gestión interna.

a) Información por segmentos

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

- **Distribución de gas Europa.** Engloba el negocio regulado de distribución de gas en España 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 de gas en Resto (Italia) consiste en la distribución regulada de distribución y comercialización de gas.

- **Distribución de electricidad Europa.** Engloba el negocio regulado de distribución de energía eléctrica en España 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 Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito del país.

- **Gas.** Incluye la actividad derivada de las infraestructuras de gas, la actividad de aprovisionamiento y comercialización y de Unión Fenosa Gas.

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.

- **Electricidad.** Incluye la generación de electricidad y comercialización en España 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.

- **Latinoamérica.** Incluye el negocio de distribución de gas y electricidad, así como la generación de electricidad.

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

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 (hasta el 11 de febrero de 2013) y Panamá.

El negocio de Electricidad en Latinoamérica incluye la generación de electricidad en Costa Rica, México, Panamá, Puerto Rico y República Dominicana.

- **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.

El Resultado financiero neto y el Impuesto sobre beneficios no se asignan a los segmentos de explotación dado que tanto las actividades de financiación como los efectos fiscales del Impuesto sobre sociedades se gestionan de manera conjunta.

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

Información financiera por segmentos – Cuenta de pérdidas y ganancias

2013	Distribución de gas Europa		Distribución de Electricidad Europa		Gas		Electricidad			Latinoamérica			Eliminaciones						
	España		España Resto		Total		Infrast. Estructuras		Aprov. y Comerc. GAS		Total		Distribución de gas		Distribución de Electricidad		Otros		
	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	
Importe neto cifra negocios consolidado	1.144	312	1.456	802	242	1.044	123	10.063	810	10.792	4.778	102	4.878	3.280	2.121	853	5.334	485	24.989
Importe neto cifra negocios entre segmentos	339	2	141	43	-	43	190	1.517	415	2.122	1.154	-	1.154	-	-	8	8	130	3.655
Importe neto cifra negocios segregados	1.283	314	1.397	845	242	1.067	313	11.570	1.031	12.914	5.927	102	6.029	3.280	2.121	861	6.342	655	(3.655)
Aprovisionamientos segmentos	(26)	(178)	(202)	-	(188)	(188)	(32)	(10.466)	(881)	(11.408)	(9.253)	(76)	(4.288)	(2.235)	(1.559)	(912)	(4.406)	(381)	3.655
Gastos de personal neto	(76)	(16)	(91)	(304)	(7)	(111)	(4)	(98)	(11)	(64)	(159)	(2)	(160)	(84)	(57)	(16)	(188)	(268)	(891)
Otros ingresos/gastos de explotación	(266)	(90)	(285)	(153)	(12)	(165)	(18)	(173)	(6)	(198)	(758)	(12)	(770)	(248)	(185)	(88)	(465)	88	(1.785)
Exida	817	82	1.009	588	35	623	258	363	123	1.244	788	12	801	888	340	276	1.301	107	5.035
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(288)	(27)	(315)	(220)	(8)	(228)	(88)	(18)	(269)	(365)	(504)	(3)	(508)	(108)	(85)	(113)	(287)	(125)	(1.907)
Dotación a provisiones	(8)	(5)	(13)	(6)	-	(6)	-	(38)	-	(59)	(57)	-	(37)	(20)	(85)	-	(113)	2	(228)
Resultado de explotación	821	80	881	382	29	391	860	786	(116)	830	158	7	166	557	182	162	901	(5)	2.953
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(838)
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.132
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(463)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.664

2012	Distribución de gas Europa		Distribución de Electricidad Europa		Gas		Electricidad			Latinoamérica			Eliminaciones						
	España		España Resto		Total		Infrast. Estructuras		Aprov. y Comerc. GAS		Total		Distribución de gas		Distribución de Electricidad		Otros		
	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	Realiz.	Total	
Importe neto cifra negocios consolidado	1.135	285	1.420	804	259	1.064	111	9.841	898	10.590	4.852	128	5.060	2.979	2.512	852	6.343	417	24.804
Importe neto cifra negocios entre segmentos	131	12	143	48	-	48	195	1.378	508	2.083	1.242	-	1.242	3	1	7	11	198	3.723
Importe neto cifra negocios segregados	1.286	287	1.563	852	260	1.102	306	11.220	1.147	12.673	6.194	128	6.322	2.982	2.513	859	6.354	619	(3.723)
Aprovisionamientos segmentos	(24)	(170)	(194)	-	(194)	(194)	(86)	(10.245)	(889)	(11.180)	(4.824)	(100)	(4.724)	(1.966)	(1.891)	(918)	(4.399)	(381)	3.723
Gastos de personal neto	(77)	(16)	(92)	(96)	(8)	(107)	(8)	(50)	(12)	(68)	(152)	(2)	(154)	(38)	(68)	(16)	(178)	(271)	(871)
Otros ingresos/gastos de explotación	(285)	(29)	(284)	(140)	(18)	(161)	(19)	(189)	(20)	(223)	(514)	(11)	(525)	(251)	(180)	(88)	(608)	85	(1.644)
Exida	800	82	963	513	55	648	225	736	256	1.217	504	15	919	840	385	261	1.287	46	6.080
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(288)	(25)	(314)	(238)	(6)	(254)	(84)	(15)	(165)	(244)	(584)	(6)	(590)	(116)	(70)	(111)	(297)	(120)	(1.796)
Dotación a provisiones	-	(5)	(5)	1	-	1	-	(80)	-	(80)	(91)	-	(41)	(15)	(116)	-	(131)	1	(235)
Resultado de explotación	811	53	864	386	29	415	161	861	101	923	269	10	275	508	190	150	859	(85)	3.087
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.203
Resultado método participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(548)
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(548)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.657

Información financiera por segmentos – Activos, Pasivos e Inversiones

	Distribución de gas Europa		Distribución de Electricidad Europa		Gas		Electricidad		Lafinancémica		Otro	TOTAL								
	España	Resto	España	Resto	Total	Uf GAS	España	Resto	Total	Distribución de Electricidad			Total							
2013																				
Activos (1)	3.804	715	4.319	6.354	164	5.518	895	2.533	2.159	5.597	10.063	101	10.164	2.247	2.064	1.767	6.108	2.722	34.418	
Inversiones método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-	59	59	24	-	24	-	-	-	-	-	13	85
Pasivos (2)	(733)	(112)	(645)	(891)	(28)	(917)	(88)	(2.318)	(180)	(2.497)	(847)	(15)	(862)	(472)	(759)	(184)	(1.422)	(1.283)	(7.848)	
Inversión Inmovilizado Intangible (3)	39	29	68	12	-	12	8	-	4	7	48	-	48	84	-	-	-	85	89	319
Inversión Inmovilizado Material (4)	240	1	241	212	14	226	10	25	15	50	128	-	128	87	127	127	249	463	67	1.175
Combinaciones de negocio (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Distribución de gas Europa		Distribución de Electricidad Europa		Gas		Electricidad		Lafinancémica		Otro	TOTAL								
	España	Resto	España	Resto	Total	Uf GAS	España	Resto	Total	Distribución de Electricidad			Total							
2012																				
Activos (1)	3.560	682	4.232	5.284	172	8.466	1.045	2.297	2.507	6.999	10.710	115	10.825	2.591	2.279	1.791	6.601	2.437	33.350	
Inversiones método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	1	81	82	26	-	25	-	-	-	-	-	15	100
Pasivos (2)	(582)	(187)	(699)	(1.003)	(37)	(1.034)	(97)	(2.558)	(155)	(2.791)	(1.149)	(21)	(1.170)	(662)	(847)	(214)	(1.723)	(1.358)	(8.575)	
Inversión Inmovilizado Intangible (3)	18	39	55	11	-	11	2	-	2	4	19	-	18	34	2	-	-	96	78	254
Inversión Inmovilizado Material (4)	241	2	243	253	16	274	23	27	9	59	163	-	163	83	180	83	276	76	1.093	
Combinaciones de negocio (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	1

(1) Activos de explotación: 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 10.527 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (11.527 millones de euros a 31 de diciembre 2012).

(2) Pasivos de explotación: Incluye derivados designados como operaciones de cobertura para transacciones futuras. Excluye los saldos de Hacienda Pública acreedora, deuda financiera y los derivados de cobertura correspondientes. Los pasivos no considerados ascienden a 22.089 millones de euros a diciembre de 2013 (23.433 millones de euros a diciembre de 2012).

(3) Se incluye la inversión en Inmovilizado Intangible (Nota 6) detallada por segmentos de operación.

(4) Se incluye la inversión en Inmovilizado Material (Nota 6) detallada por segmentos de operación.

(5) Se incluye las combinaciones de negocio (Nota 29) 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, Moldavia y Portugal), Latinoamérica, África 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:

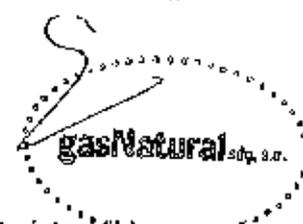
	2013	2012
España	13.975	14.027
Resto de Europa	2.212	1.268
Latinoamérica	7.458	7.840
Otros	1.324	1.789
Total	24.969	24.904

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 31.12.13	A 31.12.12
España	25.981	26.878
Resto de Europa	1.175	854
Latinoamérica	6.262	6.737
Otros	1.096	991
Total	34.514	38.460

Las inversiones en inmovilizados materiales e intangibles de Gas Natural Fenosa asignadas según la ubicación de los activos son:

	A 31.12.13	A 31.12.12
España	865	864
Resto de Europa	45	58
Latinoamérica	559	404
Otros	25	31
Total	1.494	1.357



Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2013 y 2012 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

	Concesiones y similares	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado intangible	Subtotal	Fondo de comercio	Total
Coste bruto	3.806	590	2.814	7.269	5.878	13.146
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.270)	(378)	(417)	(2.096)	-	(2.665)
Valor neto contable a 1.1.12	2.806	212	2.397	5.204	5.878	11.080
Inversión (Nota 4)	129	106	31	264	-	264
Desinversión	-	-	(22)	(22)	(1)	(23)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(115)	(81)	(171)	(367)	-	(367)
Diferencias de conversión	(133)	1	(18)	(151)	(89)	(189)
Combinaciones de negocio y otros (Nota 29)	-	-	1	1	-	1
Rectificaciones y otros	89	(11)	(60)	(2)	-	(2)
Valor neto contable a 31.12.12	2.544	226	2.157	4.927	6.837	10.764
Coste bruto	3.906	569	2.736	7.301	5.837	13.138
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.362)	(433)	(578)	(2.374)	-	(2.374)
Valor neto contable a 1.1.13	2.544	226	2.157	4.927	5.837	10.764
Inversión (Nota 4)	129	140	50	319	-	319
Desinversión (1)	-	(1)	(85)	(86)	(22)	(88)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(118)	(85)	(273)	(477)	-	(477)
Diferencias de conversión	(210)	(1)	(3)	(214)	(69)	(273)
Rectificaciones y otros	12	-	(12)	-	-	-
Valor neto contable a 31.12.13	2.356	279	1.864	4.499	5.756	10.245
Coste bruto	3.701	785	2.704	7.200	5.758	12.958
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.345)	(416)	(860)	(2.711)	-	(2.711)
Valor neto contable a 31.12.13	2.356	279	1.864	4.489	5.758	10.245

(1) Las desinversiones corresponden, principalmente, a la venta de las participaciones de las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua (Notas 3.3.1 y 26).

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

El epígrafe "Concesiones y similares" incluye principalmente:

- El valor de las concesiones que se consideran activos intangibles de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 31) por un importe de 1.405 millones de euros (1.549 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).
- La concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 31), por un importe de 243 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (283 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).
- Las concesiones de distribución eléctrica en España que tienen una vida útil indefinida por importe de 684 millones de euros (684 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

El epígrafe "Otro inmovilizado intangible" incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación eólica que ascienden a 161 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, incluyendo los importes correspondientes a la adquisición de diversas sociedades de generación eólica (233 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).



- El coste de la adquisición de los derechos de regasificación en exclusividad en Puerto Rico que ascienden a 36 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (42 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).
- Los derechos de emisión de CO₂ adquiridos por 49 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (59 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).
- Otro inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de Unión Fenosa por un importe de 1.564 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (1.799 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales.

En el ejercicio 2013 se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado intangible", un importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro del valor total asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural. Unión Fenosa Gas ha iniciado en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus 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 2013						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	Unión Fenosa Gas	Otros	Total
España	-	1.133	2.863	891	-	4.887
Latinoamérica	54	108	502	-	-	664
Resto	143	13	16	-	33	205
	187	1.254	3.381	891	33	6.766

31 de diciembre de 2012						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	Unión Fenosa Gas	Otros	Total
España	-	1.133	2.863	891	-	4.887
Latinoamérica	65	135	542	-	-	742
Resto	143	15	16	-	34	208
	208	1.283	3.421	891	34	6.837

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2013 y 2012. Del análisis del deterioro del fondo de comercio y de los activos intangibles de vida útil indefinida 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 2013, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 348 millones de euros.



Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2013 y 2012 en las diferentes cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Torres y construcciones	Instalaciones térmicas 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	669	8.198	11.721	6.269	882	1.315	1.036	29.878
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(120)	(3.897)	(1.806)	(884)	(138)	(479)	-	(7.134)
Valor neto contable a 1.1.12	568	4.301	9.913	5.566	526	836	1.036	22.744
Inversión (Nota 4)	24	312	60	287	-	56	404	1.083
Desinversión	(6)	(15)	(8)	(2)	-	(2)	(20)	(62)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(24)	(365)	(846)	(287)	(25)	(84)	-	(1.431)
Diferencias de conversión	2	24	(25)	35	-	(10)	4	29
Combinaciones de negocio (Nota 28)	-	-	16	-	-	-	-	16
Reclassificaciones y otros	1	83	237	128	-	60	(588)	(80)
Valor neto contable a 31.12.12	568	4.320	9.545	5.576	501	866	845	22.308
Coste bruto	694	8.582	12.020	6.802	682	1.377	845	30.782
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(126)	(4.262)	(2.475)	(928)	(181)	(522)	-	(9.474)
Valor neto contable a 1.1.13	568	4.320	9.545	5.576	501	866	845	22.308
Inversión (Nota 4)	30	311	67	213	-	44	510	1.176
Desinversión (1)	(10)	(8)	(39)	(82)	-	(4)	(88)	(228)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(20)	(387)	(658)	(278)	(25)	(80)	-	(1.430)
Diferencias de conversión	(13)	(56)	(58)	(162)	-	(35)	(81)	(387)
Reclasificaciones y otros	8	30	148	165	-	5	(400)	(66)
Valor neto contable a 31.12.13	568	4.228	9.004	5.521	478	785	838	21.411
Coste bruto	701	8.797	12.044	6.592	692	1.328	838	30.980
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(142)	(4.569)	(3.040)	(1.071)	(188)	(541)	-	(9.849)
Valor neto contable a 31.12.13	569	4.228	9.004	5.521	476	785	838	21.411

(1) Las desinversiones corresponden, principalmente, a la venta de las participaciones de las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua (Notas 3.8.1 y 26).

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

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2013 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 18 millones de euros (12 millones de euros en 2012). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2013 representan el 2,0% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (1,4% para el ejercicio 2012). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2013 y 2012 ha ascendido a 3,7% y 3,8% respectivamente.

En el epígrafe de "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 15).

En el epígrafe de "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 y dos buques han sido contratados por el negocio conjunto Unión Fenosa Gas) en régimen de arrendamiento financiero (Nota 17). En fecha 1 de enero de 2014, enmarcado dentro de la operación de venta de su negocio de gas

natural licuado realizada por Repsol, S.A., Gas Natural Fenosa y Shell han firmado un acuerdo según el cual se adjudican el uso en exclusiva de cada uno de los mencionados buques condicionada a la autorización de los armadores para la ejecución del acuerdo. Por otro lado, Gas Natural Fenosa ha suscrito contratos que supondrán la incorporación de cuatro buques metaneros de nueva construcción y uno ya existente durante el período 2014-2017 en régimen de time-charter (Nota 34).

En el epígrafe de "Otro inmovilizado" se recoge a 31 de diciembre de 2013 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 369 millones de euros (396 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), entre las que se incluyen básicamente las inversiones en el yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, y Costes de exploración por 55 millones de euros (74 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

El inmovilizado en curso a 31 de diciembre de 2013 incluye básicamente inversiones realizadas en:

- Desarrollo recurrente de la red de distribución de gas por 61 millones de euros y de electricidad por 169 millones de euros.
- Centrales de generación eléctrica en Latinoamérica por importe de 250 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2013 Gas Natural Fenosa no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

En el ejercicio 2013, se incluye en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado", un importe de 16 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2013, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 1.486 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.

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2013 compromisos de inversión por 1.141 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad, la construcción de cinco buques metaneros y la construcción de un parque eólico en México (Nota 34).



Nota 7. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

El movimiento en los ejercicios 2013 y 2012 de las inversiones contabilizadas por el método de la participación es el siguiente:

	2013	2012
A 1 de Enero	100	99
Inversión	-	-
Participaciones en el resultado del periodo	7	10
Dividendos recibidos	(10)	(10)
Desinversiones y traspasos	(1)	1
A 31 de Diciembre	96	100

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:

	Pais	Activo	Pasivo	Ingreso	Resultado	Participación
2013						
Bluemobility Systems, S.L.	España	-	-	-	-	20,0%
Enervent, S.A.	España	3	1	1	-	26,0%
Kromschroeder, S.A.	España	7	3	5	-	42,5%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	2	-	1	1	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	España	1	-	1	-	18,0%
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	112	93	45	-1	49,0%
Subgrupo Unión Fenosa Gas ⁽¹⁾⁽²⁾	España/Omán	106	47	33	6	3,7-11,6%
CER's Commercial Corp	Panamá	1	-	-	-	25,0%
Torre Marenostrum, S.L.	España	29	21	2	1	45,0%
2012						
Bluemobility Systems, S.L.	España	1	-	-	-	20,0%
Enervent, S.A.	España	3	1	2	-	26,0%
Kromschroeder, S.A.	España	7	3	6	-	42,5%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	2	-	1	-	20,0%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	España	2	-	1	-	18,0%
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	111	93	45	-	49,0%
Subgrupo Unión Fenosa Gas ⁽¹⁾⁽²⁾	España/Omán	123	60	60	9	3,7-11,6%
Torre Marenostrum, S.L.	España	30	22	3	1	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) Corresponde a las participaciones en las Sociedades asociadas Qatnat LNG S.A.O.C., Regasificadora del Noroeste, S.A. y 3G Holdings Limited, gestionadas a través del subgrupo Unión Fenosa Gas.



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 "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" (Nota 12), a 31 de diciembre de 2013 y 2012, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambio a resultados	Total
A 31 diciembre 2013						
Instrumentos de patrimonio	150	-	-	-	-	150
Derivados (Nota 17)	-	-	-	2	-	2
Otros activos financieros	-	1.303	2	-	-	1.305
Activos financieros no corrientes	150	1.303	2	2	-	1.457
Derivados (Nota 17)	-	-	-	8	9	17
Otros activos financieros	-	236	-	-	-	236
Activos financieros corrientes	-	236	-	8	9	253
Total	150	1.539	2	10	9	1.710

	Disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Valor razonable con cambio a resultados	Total
A 31 diciembre 2012						
Instrumentos de patrimonio	73	-	-	-	-	73
Derivados (Nota 17)	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	908	2	-	-	910
Activos financieros no corrientes	73	908	2	-	-	983
Derivados (Nota 17)	-	-	-	3	7	10
Otros activos financieros	-	1.249	-	-	-	1.249
Activos financieros corrientes	-	1.249	-	3	7	1.259
Total	73	2.157	2	3	7	2.242

Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2013 y 2012 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

	2013				2012			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
A 1 de Enero	-	-	73	73	-	-	75	75
Aumentos	-	-	90	90	-	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(8)	(8)	-	-	-	-
Traspasos y otros	-	-	(5)	(5)	-	-	(2)	(2)
A 31 de Diciembre	-	-	150	150	-	-	73	73

La principal variación del epígrafe "Activos financieros disponibles para la venta" en el ejercicio 2013 corresponde a la adquisición de una participación en la sociedad Medgaz, S.A. En enero de 2013 se adquirió a Sonatrach una participación del 10,0% de dicha sociedad por 54 millones de euros y en julio de 2013 una participación adicional del 4,9% a Gaz de France International, S.A.S por importe de 36 millones de euros.



Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se muestra a continuación:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Créditos comerciales	110	137
Déficit de tarifa	452	-
Fianzas y depósitos	155	150
Deudores Ingresos capacidad	21	22
Otros créditos	565	598
Préstamos y partidas a cobrar no corrientes	1.303	908
Créditos comerciales	92	92
Déficit de tarifa	33	1.065
Dividendo a cobrar	-	2
Otros créditos	111	90
Préstamos y partidas a cobrar corrientes	236	1.249
Total	1.539	2.157

El desglose por vencimientos a diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.13	A 31.12.12
Antes de 1 año	236	1.249
Entre 1 año y 5 años	345	414
Más de 5 años	958	494
Total	1.539	2.167

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

En el apartado "Créditos comerciales" se incluyen, principalmente, créditos por la venta de instalaciones de gas y electricidad. Los tipos de interés correspondientes (entre 5% y 11% 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 apartado "Déficit de tarifa" se incluye la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad se incluye en este epígrafe, 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. A 31 de diciembre 2013 Gas Natural Fenosa mantiene un derecho de cobro por la financiación del déficit por importe de 485 millones de euros correspondientes íntegramente al ejercicio 2013. Como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2013 en relación con el proceso de desajuste del déficit (Nota 2.4.2.1 y 3.3.18) se incluye en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" el importe que se espera recuperar mediante su cobro en un periodo inferior a un año y el importe restante, a recuperar en un periodo máximo de quince años, se incluye en el epígrafe "Activos financieros no corrientes". Estos activos devengan intereses de acuerdo a lo mencionado en la Nota 2.4.2.1.

A 31 de diciembre 2012 Gas Natural Fenosa mantenía un derecho de cobro por dicho déficit por importe de 1.065 millones de euros correspondientes al ejercicio 2010 (305 millones de euros), al ejercicio 2011 (303 millones de euros) y al ejercicio 2012 (457 millones de euros) incluidos en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" dado que, de acuerdo con la regulación existente se preveía su recuperación a través del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico en un periodo inferior a un año.

Durante el ejercicio 2013, adicionalmente a los cobros recibidos de las liquidaciones, se han realizado quince emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (diecinueve emisiones en el ejercicio 2012), habiendo cobrado Gas Natural



Fenosa como resultado de estas emisiones un importe de 1.079 millones de euros (692 millones de euros en 2012).

En el apartado "Fianzas y depósitos" se incluyen 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 (Nota 17).

En el apartado "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 apartado "Otros créditos", se incluye básicamente:

- un crédito de 238 millones de euros (254 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) por la financiación a ContourGlobal La Rioja, S.L., por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28 de julio de 2011. 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.
- el valor de las concesiones que se consideran activos financieros de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 3.3.3.b y Nota 31) por importe de 157 millones de euros (133 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), de los cuales 16 millones de euros están clasificados en el activo corriente.
- el importe a cobrar que resulta del coste sobrevenido del laudo arbitral dictado en agosto de 2010, cuantificado en 157 millones de euros y a recuperar en un período 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 del 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 (Nota 2.1.1.2) en el que se revisa, como consecuencia del mencionado laudo, la retribución (2005-2008) 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., por lo que su recuperación es independiente de las ventas futuras.
- el crédito de 8 millones de euros (de los cuales 3 millones de euros están clasificados en el activo corriente) a Medgaz, S.A., obtenido como parte de la adquisición de una participación en esta sociedad, mencionada en el apartado "Activos financieros disponibles para la venta" de esta Nota, que devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2016.
- el valor actual a 31 de diciembre de 2012 de los importes diferidos pendientes de cobro de la venta de las participaciones mencionada en la Nota 19 a Chemo España, S.L. por importe de 7 millones de dólares estadounidenses, cuyo vencimiento fue 2013 (Nota 19).



Derivados de cobertura

Las variables en las que se basan la valoración de los derivados de cobertura recogidos en este epígrafe son observables en un mercado activo (Nivel 2).

En la Nota 16 se recoge el detalle de los instrumentos financieros derivados.

Nota 9. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Gas natural y gas natural licuado	538	527
Carbón y fuel-oil	191	241
Combustible nuclear	66	57
Materiales y otras existencias	69	72
Total	864	897

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

Nota 10. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Clientes	5.378	5.262
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 32)	110	122
Provisión por depreciación de deudores	(845)	(827)
Cuentas por ventas y prestaciones de servicios	4.643	4.557
Administraciones públicas	185	146
Pagos anticipados	57	64
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	6	28
Deudores varios	279	215
Otros deudores	527	453
Activo por impuesto corriente	148	96
Total	5.316	5.106

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

Con carácter general, las facturaciones pendientes de cobro no devengan intereses, estando establecido su vencimiento en un periodo medio de 18 días.

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

	2013	2012
A 1 de enero	(827)	(580)
Dotación neta del ejercicio (Nota 25)	(226)	(236)
Bajas	159	42
Diferencias de conversión y otros	49	(54)
A 31 de diciembre	(845)	(827)



Nota 11. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Tesorería	1.651	1.538
Otros activos líquidos equivalentes (España y Resto de Europa)	2.407	2.687
Otros activos líquidos equivalentes (internacional)	194	209
Total	4.252	4.434

Las inversiones en "Otros activos líquidos equivalentes" vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 1,0% a 31 de diciembre de 2013 (2,0% a 31 de diciembre de 2012).

Nota 12. Patrimonio

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

Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante los ejercicios 2013 y 2012 del número de acciones y las cuentas de Capital social y Prima de emisión han sido las siguientes:

	Número de acciones	Capital social	Prima de emisión	Total
A 31 de diciembre de 2011	991.672.139	992	3.808	4.800
Variaciones				
Ampliación de capital liberada	9.017.202	9	-	9
A 31 de diciembre de 2012	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones				
A 31 de diciembre de 2013	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809

Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

La ampliación de capital liberada del ejercicio 2012 corresponde a la emisión de nuevas acciones ordinarias consecuencia de la política de retribución al accionista detallada en el apartado "Dividendos" de esta Nota.

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 el ejercicio 2013 se adquirieron 3.447.535 acciones propias por importe de 52 millones de euros (1.325.160 acciones propias por importe de 15 millones de euros durante el ejercicio 2012) de las que 163.279 acciones propias por importe de 3 millones de euros (275.490 acciones por importe de 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2013 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (Nota 3.3.14.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 50 millones de euros (13 millones de euros a 31 de diciembre de 2012). Al cierre del ejercicio 2013 y al cierre del ejercicio 2012, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

Las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, son las siguientes:



	Participación en el capital Social %
- Grupo "la Caixa"	34,8
- Grupo Repsol	30,0
- Sonatrach	4,0

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

La cotización al fin del ejercicio 2013 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 18,69 euros (13,58 euros a 31 de diciembre de 2012).

Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

	2013	2012
Reserva legal	200	198
Reserva estatutaria	100	99
Reserva de revalorización RD 7/96	226	225
Reserva de fondo de comercio	715	536
Reserva voluntaria	5.238	5.153
Otras reservas	1.453	1.191
	7.931	7.402

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 este 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 31.12.13	A 31.12.12
Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante	1.445	1.441
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (millones)	1.001	998
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	1,44	1,45
- Diluidas	1,44	1,45
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 2012 se consideraron 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 consideraron como una emisión de acciones a valor de mercado por lo que las acciones emitidas se consideraron para el cálculo del número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación desde la fecha en que las acciones fueron desembolsadas, siendo el cálculo el siguiente:

	Número de acciones (en miles)	Días	Días x número de acciones
Acciones a 1 de enero de 2012	991.672	366	362.951.952
Ampliación de capital liberada	9.017	192	1.731.264
Acciones a 31 de diciembre de 2012	1.000.689		384.683.216
Número medio ponderado de acciones del período			996.402

La Sociedad Dominante 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 2013 y 2012:

	31.12.13			31.12.12		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	89%	0,89	895	36%	0,36	360
Resto de acciones (en voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	89%	0,89	895	36%	0,36	360
a) Dividendos con cargo a resultados	89%	0,89	895	36%	0,36	360
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

Ejercicio 2013

Incluye el pago del dividendo a cuenta de 0,391 euros por acción, por un importe total de 391 millones de euros acordado el 30 de noviembre de 2012 y pagado el día 8 de enero de 2013.

Asimismo, la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2012 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013 incluyó el pago de un dividendo complementario de 0,503 por acción, por un importe total de 504 millones de euros, pagado el 1 de julio de 2013.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 29 de noviembre de 2013, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2013 de 0,393 euros por acción, por un importe total de 393 millones de euros, a pagar a partir del día 8 de enero de 2014.

La Sociedad Dominante 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 de liquidez provisional de la Sociedad Dominante formulado por los Administradores a 29 de noviembre de 2013 es el siguiente:

Resultado después de impuestos	621
Reservas a dotar	(179)
Cantidad máxima distribuible	442
Previsión de pago del dividendo a cuenta	393
Liquidez de tesorería	5.312
Emisión de deuda y líneas de crédito no dispuestas	6.363
Liquidez total	11.675

Con fecha 31 de enero de 2014, 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 2013 que es la siguiente:

Base de reparto	
Pérdidas y ganancias	1.109
Distribución	
A Reserva por fondo de comercio	179
A Reserva voluntaria	32
A Dividendo	898

Esta 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 complementario de 0,505 por acción, por un importe total de 505 millones de euros a pagar el 1 de julio de 2014.

Ejercicio 2012

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2011 de 0,363 euros por acción, por un importe total de 360 millones de euros acordado el 25 de noviembre de 2011 y pagado el día 9 de enero de 2012.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2012 aprobó 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, con los siguientes resultados:

	2012
Fecha finalización periodo negociación derechos de asignación gratuita	13 de junio de 2012
% aceptación compromiso irrevocable compra	81,8%
Nº derechos adquiridos	811.328.072
Importe total adquisición derechos	379 millones euros
% nuevas acciones	18,2%
Acciones emitidas	9.017.202
Valor nominal	1 euro
Fecha inscripción Registro Mercantil	22 de junio de 2012
Fecha admisión a negociación en Bolsa	29 de junio de 2012

Ajustes por cambio de valor

En el epígrafe de "Diferencias de conversión" se incluyen las diferencias de cambio descritas en la Nota 3.3.2 como consecuencia de la variación del tipo de cambio del euro con respecto a las principales divisas de las sociedades extranjeras de Gas Natural Fenosa.

Intereses minoritarios

Ejercicio 2013

En febrero de 2013 se hizo efectiva la venta de las sociedades de distribución de electricidad en Nicaragua, Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. y Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de las que Gas Natural Fenosa tenía un porcentaje de participación del 83,7% (Notas 3.3.1 y 26), lo que supuso la baja de los intereses minoritarios asociados por valor de 4 millones de euros.

En junio de 2013 Gas Natural Fenosa adquirió el 10% de Gas Navarra, S.A. a la sociedad del grupo "la Caixa" Hiscan Patrimonio II, S.LU por 10 millones de euros



alcanzando un porcentaje de participación del 100%. Al tratarse de una adquisición de intereses minoritarios se registró como una transacción patrimonial, suponiendo una disminución del epígrafe "Intereses minoritarios" por importe de 3 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 7 millones de euros.

Ejercicio 2012

En julio de 2012 Gas Natural Fenosa adquirió una participación adicional del 4,6% de la sociedad Europe Magreb Pipeline Ltd, por importe de 23 millones de dólares (19 millones de euros) al grupo GALP, alcanzando un porcentaje de participación del 77,2%. Al tratarse de una adquisición de Intereses minoritarios se registró como una transacción patrimonial suponiendo una disminución en el epígrafe de "Intereses minoritarios" por importe de 15 millones de euros y una disminución en el epígrafe de "Reservas" por importe de 4 millones de euros, por la diferencia entre el precio pagado y su valor neto contable.

En diciembre de 2012 Gas Natural Fenosa vendió junto con Sinca Inbursa, S.A. de C.V. (Inbursa) una participación del 1,75% de Gas Natural México S.A. de C.V. y del 2% de Sistemas de Administración, S.A. de C.V. a Mitsui & Co, correspondiendo a Gas Natural Fenosa la venta del 0,875% y el 1% respectivamente por un importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros). Tras esta operación, Gas Natural Fenosa sigue manteniendo el control en estas sociedades, teniendo un porcentaje del 70,9% de Gas Natural México S.A. de C.V. y 71 % de Sistemas de Administración, S.A. de C.V, considerando las operaciones mencionadas en la Nota 17. Al tratarse de una venta de intereses minoritarios sin pérdida de control, se registró como una transacción patrimonial, suponiendo un incremento del epígrafe "Intereses minoritarios" por importe de 8 millones de euros y un incremento del epígrafe de "Reservas" por un importe de 1 millón de euros, por la plusvalía antes de impuestos generada.

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 distributable 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 distributable 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 13. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos en este epígrafe durante los ejercicios 2013 y 2012 han sido los siguientes:

	Subvenciones Oficiales	Ingresos por acometidas	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros	Total
A 1.01.12	198	406	116	85	803
Importe recibido	24	76	6	21	127
Aplicaciones a resultados	(14)	(11)	(9)	-	(34)
Diferencias de conversión	(1)	-	-	(2)	(3)
Traspasos y otros	(20)	1	(2)	6	(15)
A 31.12.12	188	472	111	110	878
Importe recibido	20	75	4	17	116
Aplicaciones a resultados	(11)	(17)	(11)	(1)	(40)
Diferencias de conversión	(2)	-	(1)	(9)	(12)
Traspasos y otros	(10)	2	-	(2)	(10)
A 31.12.13	182	632	103	115	932

Nota 14. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Provisiones por obligaciones con el personal	699	789
Otras provisiones	865	876
Provisiones no corrientes	1.564	1.665
Provisiones corrientes	134	144
Total	1.698	1.809

Provisiones por obligaciones con el personal

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

	2013			2012		
	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total	Pensiones y otras obligaciones similares	Otras obligaciones con el personal	Total
A 1 de Enero	782	7	789	709	-	709
Dotaciones con cargo a resultados	38	8	46	46	8	63
Pagos en el ejercicio	(82)	-	(82)	(71)	-	(71)
Diferencias de conversión	(50)	-	(50)	16	-	16
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(3)	-	(3)	87	-	87
Traspasos y otras aplicaciones (1)	7	(8)	(1)	(4)	(1)	(5)
A 31 de Diciembre	692	7	699	782	7	789

(1) En el ejercicio 2012 incluye una reclasificación de 7 millones de euros procedente de "Otras provisiones" y un traspaso de 8 millones de euros a "Otras pasivas corrientes".



Pensiones y otras obligaciones similares

El desglose de las provisiones por pensiones por país es el siguiente:

Desglose por país	A 31.12.13	A 31.12.12	A 1.1.12
España (1)	364	380	355
Colombia (2)	269	330	284
Brasil (3)	42	65	61
Resto	17	7	9
Total	692	782	709

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 2013 y 31 de diciembre de 2012, 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 2013 y 2012 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 2013 y a 31 de diciembre de 2012, 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 finalización de 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:

	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Valor actual de las obligaciones						
A 1 de Enero	1.213	330	201	1.125	284	186
Coste del servicio del ejercicio	4	-	1	3	-	-
Coste de intereses	42	13	16	50	23	18
Variaciones reconocidas en patrimonio	2	(2)	(32)	138	38	27
Beneficios pagados	(90)	(32)	(11)	(88)	(36)	(11)
Diferencias de conversión	-	(39)	(35)	-	22	(19)
Traspasos y otros	3	(1)	-	(15)	1	-
A 31 de Diciembre	1.174	289	140	1.213	330	201
Valor razonable activos del plan						
A 1 de Enero	833	-	136	770	-	125
Rendimiento esperado	28	-	11	34	-	15
Aportaciones	22	-	7	6	-	6
Variaciones reconocidas en patrimonio	(7)	-	(21)	100	-	14
Prestaciones pagadas	(69)	-	(11)	(66)	-	(10)
Diferencias de conversión	-	-	(24)	-	-	(13)
Traspasos y otros	3	-	-	(11)	-	(1)
A 31 de Diciembre	810	-	98	833	-	136
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	364	289	42	380	330	65

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada para todos los planes de prestación definida mencionados anteriormente son las siguientes:

	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Coste de servicio del ejercicio	4	-	1	3	-	-
Coste de intereses	42	13	16	50	23	18
Rendimiento esperado de los activos del plan	(28)	-	(11)	(34)	-	(15)
Cargo total en Cuenta de pérdidas y ganancias	18	13	6	19	23	3

Las prestaciones a pagar en los próximos años de los compromisos anteriores son las siguientes:

	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
De 1 a 5 años	21	-	-	31	-	-
De 6 a 10 años	48	269	-	76	330	-
Más de 10 años	297	-	42	274	-	65
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	364	269	42	380	330	65

El movimiento en el pasivo reconocido en el Balance de situación consolidado es el siguiente:

	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
A 1 de Enero	380	330	65	355	284	61
Dotación a pérdidas y ganancias	18	13	6	19	23	3
Contribuciones pagadas	(43)	(32)	(7)	(28)	(36)	(7)
Variaciones reconocidas en patrimonio	9	(2)	(11)	38	36	13
Trasposos	-	(1)	-	(4)	1	1
Diferencias de conversión	-	(39)	(11)	-	22	(6)
Otros	-	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	364	269	42	380	330	65

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 179 millones de euros para el ejercicio 2013 (España: 43 millones de euros en negativo, Colombia: 100 millones de euros en negativo y Brasil: 36 millones de euros en negativo).

La variación reconocida en el patrimonio se corresponde con las pérdidas y ganancias actuariales que se deben, fundamentalmente, a variaciones en:

	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Hipótesis financieras	69	(11)	(24)	19	40	28
Hipótesis demográficas	-	-	(4)	-	-	-
Experiencia	(56)	9	7	18	(4)	(15)
Limitación de activos	(4)	-	10	1	-	-
A 31 de Diciembre	9	(2)	(11)	38	36	13

Las principales categorías de los activos del plan, expresadas en porcentaje sobre el valor razonable total de los activos son las siguientes:

% sobre total	2013			2012		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Títulos	-	-	15%	-	-	16%
Bonos	100%	-	75%	100%	-	79%
Inmuebles y otros activos	-	-	10%	-	-	5%

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2013, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 39 millones de euros (49 millones de euros en 2012).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.13			A 31.12.12		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Tipo de descuento (1)	0,7 a 3,6%	0,0%	11,4%	1,0 a 4,2%	6,5%	9,8%
Rendimiento esperado activos plan (1)	0,7 a 3,6%	-	11,4%	1,0 a 4,2%	-	9,8%
Incrementos futuros en salario (1)	2,5%	2,5%	7,7%	3,0%	2,5%	7,7%
Incrementos futuros en pensión (1)	2,5%	2,5%	5,5%	2,6%	2,6%	5,5%
Tipo de inflación (1)	2,5%	2,5%	5,5%	2,6%	2,6%	5,5%
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	PERMF 2000	RV08	AT-83
Esperanza de vida:						
Hombre						
Jubilado en ejercicio 2013	22,3	18,45	18,13	22,3	18,45	18,13
Jubilado en ejercicio 2033	42,2	36,69	21,48	42,2	36,69	21,48
Mujer						
Jubilado en ejercicio 2013	26,8	22,18	35,07	26,8	22,18	35,07
Jubilado en ejercicio 2033	48,3	40,38	39,7	48,3	40,38	39,7

(1) Anual

Estas hipótesis son aplicables a todos los compromisos de forma homogénea con independencia del origen de sus convenios colectivos.

Los tipos de interés para el descuento de las obligaciones post empleo son aplicados en función de los plazos de cada compromiso y la curva de referencia es calculada a partir de los tipos observables de bonos corporativos de alta calidad crediticia (AA), emitidos en la zona euro.

El importe de las prestaciones a pagar y las estimaciones de las contribuciones a realizar para el ejercicio 2014, en millones de euros son:

	Prestaciones			Contribuciones		
	España	Colombia	Brasil	España	Colombia	Brasil
Post-empleo	66	-	3	19	22	5
Post-empleo medicas	-	-	-	3	3	2
Largo plazo	1	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	68	-	3	22	25	7

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	110	(141)	17
Valor razonable activos del plan	-	(69)	-
Provisión para pensiones	110	(72)	17
Coste de servicio del ejercicio	1	(1)	-
Coste de intereses	5	7	1
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	5	-



Otras obligaciones con el personal

Gas Natural Fenosa tiene implantado un sistema de retribución variable plurianual cuya finalidad es fortalecer el compromiso de los directivos en la consecución de objetivos económicos del grupo directamente relacionados con los establecidos en los Planes Estratégicos vigentes, aprobados por el Consejo de Administración y comunicados a los mercados financieros y cuyo cumplimiento, junto con su permanencia en el grupo, otorgan el derecho a la percepción de una retribución variable en metálico en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los programas de retribución 2011-2013, 2012-2014 y 2013-2015, incluyéndose registrada por este concepto, a 31 de diciembre de 2013, una provisión por importe de 16 millones de euros (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), de los cuales 7 millones de euros se encuentran clasificados como no corrientes en 2013 y en 2012.

Otras provisiones corrientes y no corrientes

El movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes es el siguiente:

	2013			2012		
	Provisiones no corrientes	Provisiones corrientes	Total	Provisiones no corrientes	Provisiones corrientes	Total
A 1 de enero	876	144	1.020	1.003	133	1.136
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:						
- Dotaciones (1)	84	52	116	71	59	130
- Reversiones	(14)	-	(14)	(15)	-	(15)
Pagos (2)	(18)	(70)	(88)	(12)	(200)	(212)
Diferencias de conversión	(17)	(2)	(19)	(1)	(2)	(3)
Traspasos y otros (3)	(25)	10	(15)	(170)	154	(16)
A 31 de diciembre	865	134	999	876	144	1.020

- (1) Incluye 28 millones de euros y 28 millones de euros correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2013 y 2012, respectivamente. En "Provisiones corrientes" se incluye la dotación de la provisión por emisiones de CO₂ (Nota 25).
- (2) Durante el ejercicio 2012 se liquidaron 186 millones de euros correspondientes a sentencias del Tribunal Supremo que desestimó recursos contra actas fiscales que cuestionaban la procedencia de la deducción por actividades de exportación aplicada en los ejercicios 1999-2002, y que estaban totalmente provisionadas.
- (3) En 2013 incluye una disminución en el epígrafe de "Provisiones no corrientes" por 18 millones de euros correspondientes a las empresas de distribución de electricidad en Nicaragua enajenadas (Nota 3.3.1 y 26).

En este epígrafe se incluyen principalmente:

- Las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones, litigios y arbitrajes. La información sobre la naturaleza de las disputas más relevantes 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 34.
- Las provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento, restauración y otros costes relacionados con las instalaciones, básicamente de generación eléctrica, por un importe de 378 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (363 millones de euros en 2012).
- Las provisiones corrientes correspondientes a la estimación de emisiones de CO₂ del ejercicio por un importe de 54 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (59 millones de euros en 2012).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 no se había considerado necesario dotar ninguna provisión por contratos onerosos.

La estimación de las fechas de pago de estas obligaciones provisionadas en este epígrafe es de 433 millones de euros entre uno y cinco años, 129 millones de euros entre cinco y diez años y 303 millones de euros a más de diez años.

Nota 15. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	10.360	10.470
Deuda financiera con entidades de crédito	4.931	7.261
Instrumentos financieros derivados	52	84
Otros pasivos financieros	165	231
Deuda financiera no corriente	15.508	18.046
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	2.531	463
Deuda financiera con entidades de crédito	668	1.789
Instrumentos financieros derivados	7	1
Otros pasivos financieros	197	143
Deuda financiera corriente	3.403	2.396
Total	18.911	20.432

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.13	A 31.12.12	A 31.12.13	A 31.12.12
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.360	10.470	11.433	11.245
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	5.096	7.492	5.128	7.567

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 2013 y a 31 de diciembre de 2012 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 o en datos observables de un mercado activo (Nivel 2).

El movimiento de la deuda financiera ha sido el siguiente:

	2013	2012
A 1 de Enero	20.432	20.392
Combinaciones de negocio	-	19
Aumento de deuda financiera	5.221	5.442
Disminución de deuda financiera	(6.570)	(5.459)
Diferencias de conversión	(186)	7
Trespasos y otros	14	31
A 31 de Diciembre	18.911	20.432

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2013 y a 31 de diciembre de 2012 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.



	2014	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	2.388	789	889	1.388	1.522	5.469	12.564
Variable	146	-	-	37	-	144	327
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	144	153	257	182	134	551	1.481
Variable	74	64	52	101	101	153	545
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	188	248	130	201	38	118	890
Variable	466	261	786	221	1.152	220	3.114
Total fija	2.728	1.168	1.366	1.792	1.892	8.138	14.925
Total variable	675	345	837	359	1.263	517	3.986
Total	3.403	1.533	2.223	2.151	2.945	6.656	18.911

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2012:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	278	1.884	798	986	1.100	6.484	10.820
Variable	174	-	-	-	42	87	303
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	128	182	199	229	289	588	1.626
Variable	51	36	26	12	10	11	145
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	329	102	208	102	188	492	1.399
Variable	1.424	252	3.021	529	298	215	6.339
Total fija	737	2.278	1.208	1.318	1.567	6.564	13.645
Total variable	1.649	287	3.047	541	350	313	6.767
Total	2.386	2.565	4.850	1.857	1.907	6.867	20.432

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la deuda financiera a tipo fijo ascendería a 12.957 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (11.900 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) y a tipo variable a 5.895 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (8.447 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2013 y a 31 de diciembre de 2012 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013:							
Deuda denominada en euros	2.804	1.002	1.041	1.660	2.768	6.417	18.692
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	227	188	142	361	64	162	1.145
Peso mejicano	81	141	-	-	61	-	283
Real brasileño	64	38	57	9	5	-	171
Peso colombiano	140	165	83	121	27	77	613
Peso argentino	7	-	-	-	-	-	7
Resto	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.403	1.533	2.223	2.151	2.945	6.856	18.911



	2013	2014	2015	2016	2017	2018 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2012:							
Deuda denominada en euros	1.673	2.109	4.048	1.716	1.357	6.210	17.313
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	310	129	451	127	396	269	1.672
Peso mejicano	2	90	148	-	-	85	325
Real brasileño	88	71	23	14	8	5	209
Peso colombiano	89	166	190	-	146	86	657
Peso argentino	24	-	-	-	-	-	24
Resto	-	-	-	-	-	222	222
Total	2.388	2.565	4.860	1.857	1.907	6.867	20.432

La deuda financiera en euros ha soportado en el ejercicio 2013 un tipo de interés efectivo medio del 4,01% (3,85% en el ejercicio 2012) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio en el ejercicio 2013 del 5,67% (5,37% en el ejercicio 2012), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2013, Gas Natural Fenosa tiene líneas de crédito por una cantidad total 7.731 millones de euros (5.721 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), de las cuales 7.362 millones de euros no están dispuestas (5.157 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Deudas financieras con entidades de crédito por importe de 1.116 millones de euros (1.278 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros.

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 2013 asciende a 560 millones de euros (708 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Emisión de obligaciones y otros valores negociables

En el ejercicio 2013 y en el ejercicio 2012 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido el siguiente:

	A 1.1.2013	Emisiones	Redempciones o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2013
Emisiones en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	9.937	3.754	(1.636)	-	12.159
Emisiones en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-
Emisiones fuera de un estado miembro de la Unión Europea	586	333	(556)	(28)	736
Total	10.823	4.097	(2.091)	(28)	12.891



	A 1.1.2012	Emisiones	Recompras o reembolsos	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2012
Emisións en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	8.607	8.936	(2.550)	44	8.937
Emisións en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-
Emisións fuera de un estado miembro de la Unión Europea	846	144	(23)	20	986
Total	9.352	4.080	(2.573)	64	10.922

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 Gas Natural Fenosa Finance BV (antes Unión Fenosa Finance BV). Durante el ejercicio 2013 se siguieron efectuando emisiones bajo dicho programa, realizando emisiones por un importe total de 1.604 millones de euros (1.961 millones de euros durante el ejercicio 2012). A 31 de diciembre de 2013 la cantidad dispuesta de dicho programa era de 146 millones de euros (158 millones de euros a diciembre 2012), siendo el disponible 854 millones de euros (842 millones de euros a diciembre 2012).

Programa Pagarés

En 2012 Gas Natural Fenosa no procedió a la renovación del Programa de Pagarés suscrito en julio de 2009 y renovado en julio de 2011 por un importe máximo de hasta 1.000 millones de euros; A 31 de diciembre de 2013 no existían emisiones vivas bajo el citado programa; a 31 de diciembre de 2012 existían emisiones vivas bajo el citado programa que ascendían a 14 millones de euros.

Programa EMTN

Gas Natural Fenosa mantiene, a través de las sociedades dependientes Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance BV (antes 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 2013, el límite del Programa es de 14.000 millones de euros (12.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2012). A 31 de diciembre de 2013 estaba dispuesto un principal total de 12.055 millones de euros (9.600 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), siendo el importe pendiente de utilización 1.945 millones de euros. El detalle del saldo nominal emitido es el siguiente:



Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Julio 2009	500	2019	6,375
Julio 2009	2.000	2014	5,250
Noviembre 2009	1.000	2016	4,375
Noviembre 2009	750	2021	5,125
Enero 2010	850	2020	4,500
Enero 2010	850	2015	3,375
Enero 2010	700	2018	4,125
Febrero 2011	600	2017	5,625
Mayo 2011	500	2019	5,375
Febrero 2012	750	2018	5,000
Septiembre 2012	800	2020	6,000
Octubre 2012	500	2017	4,125
Enero 2013	600	2023	3,875
Enero 2013 (1)	204	2019	2,125
Abril 2013	750	2022	3,875
Abril 2013	300	2017	2,310
Julio 2013 (2)	101	2023	3,874
Octubre 2013	500	2021	3,500
	12.055		

(1) El valor nominal es de 250 millones de francos suizos.

(2) El valor nominal es de 800 millones de coronas noruegas.

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 era 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.

Con fecha 16 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la realización de una oferta de compra de dichas participaciones preferentes. Se ofreció la compra en efectivo de dichas participaciones al 93% de su valor nominal y, el 16 de mayo de 2013, una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto del cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 539 millones de euros, un 88,56% del importe nominal total de la emisión, quedando en circulación el resto.

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 un programa de emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 50 millones de dólares



estadounidenses (39 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2013 era de 28 millones de euros con vencimiento en 2014, emitidos durante el ejercicio 2013 (16 millones de euros a diciembre de 2012).

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 (555 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 (222 millones de euros), siendo el importe dispuesto a 31 de diciembre de 2013 de 222 millones de euros con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. (234 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Durante el ejercicio 2012, la sociedad dependiente Gas Natural S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un programa de Bonos Ordinarios por 500.000 millones de pesos colombianos (188 millones de euros) en el mercado de capitales local; en el mes de Octubre de 2012 colocó bajo dicho programa dos emisiones por importe de 100.000 millones de pesos colombianos (37 millones de euros) y 200.000 millones de pesos colombianos (75 millones de euros) con vencimiento 5 y 7 años respectivamente. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2013 bajo este programa es de 200.000 millones de pesos colombianos (75 millones de euros).

Deuda financiera con entidades de crédito

Deuda con entidades de crédito europeas (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2013, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 2.236 millones de euros (5.401 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) y líneas de crédito dispuestas por 221 millones de euros (349 millones de euros a 31 de diciembre 2012). La variación más significativa en este epígrafe corresponde a la operación de reestructuración de deuda que ha supuesto la amortización anticipada del préstamo Club Deal por importe de 3.000 millones de euros con vencimiento en 2015 y la formalización de un nuevo préstamo por importe de 750 millones de euros junto con una nueva línea de crédito por importe de 1.500 millones de euros, no dispuesta a 31 de diciembre de 2013, con vencimiento a 5 años, todo ello bajo la modalidad Club Deal. Además, se mantienen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 305 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (379 millones de euros a 31 de diciembre 2012).

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 1.370 millones de euros, de los cuales se mantienen disponibles 225 millones de euros de una nueva línea de financiación otorgada y no dispuesta.



Deuda con entidades de crédito en Latinoamérica (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2013, la deuda en Latinoamérica ascendió a 1.058 millones de euros (1.234 millones de euros a 31 de diciembre 2012) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente:

País	2013	2012
Colombia	500	538
México	199	262
Brasil	171	209
Panamá	159	187
Otros	29	58
	1.058	1.234

Del total de la deuda con entidades de crédito de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2013 el 85% de la deuda corresponde a financiación con bancos comerciales y el restante 15% a deuda con bancos institucionales.

A 31 de diciembre de 2013, la deuda asociada con la central de ciclo combinado y la planta de regasificación en Puerto Rico asciende a 96 millones de euros (156 millones de euros a 31 de diciembre 2012); a 31 de diciembre de 2012 incluía 11 millones de euros en líneas de créditos dispuestas. La mayor parte de esta deuda vence a largo plazo.

Operadoras de parques de generación eólica (bancos comerciales)

A 31 de diciembre de 2013, las sociedades operadoras de parques eólicos mantenían 41 millones de euros de deuda pendientes, principalmente en relación con la financiación de proyectos (53 millones de euros a 31 de diciembre 2012). La mayor parte de esta deuda vence a largo plazo.

Unión Fenosa Gas (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2013, las sociedades pertenecientes a Unión Fenosa Gas mantenían 330 millones de euros de deuda pendientes (372 millones de euros a 31 de diciembre 2012), principalmente por la financiación otorgada en dólares estadounidenses por el BEI para la financiación de la planta de licuefacción de gas natural en el puerto de Damietta (Egipto) por 125 millones de euros (138 millones de euros a 31 de diciembre 2012) y por un préstamo concedido en dólares estadounidenses por veintidós entidades financieras por 186 millones de euros (209 millones de euros a 31 de diciembre 2012). La mayor parte de esta deuda vence en el año 2016 y siguientes.

Deudas con entidades de crédito de otros países (bancos comerciales)

A 31 de diciembre de 2013, la deuda con entidades de crédito de otros países asciende a 21 millones de euros (20 millones de euros a 31 de diciembre 2012) y pertenecen básicamente a las áreas geográficas de Moldavia y Kenia.

Durante el ejercicio 2013 se ha amortizado una operación de financiación denominada en yenes que a cierre de 2012 ascendía a 222 millones de euros.



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 (Nota 6).

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

	A 31.12.13			A 31.12.12		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	75	(6)	70	83	(3)	80
Entre 1 y 5 años	173	(16)	155	245	(31)	214
Total	248	(23)	225	328	(34)	294

Nota 16. 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. Durante el ejercicio 2013 se ha cancelado una operación de financiación en yenes que incorporaba unas permutas financieras para mitigar el riesgo de la operación, que no se consideraban como instrumento de cobertura.



La estructura de deuda a 31 de diciembre de 2013 y 2012 (Nota 15), una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Tipo de Interés fijo	14.925	13.645
Tipo de Interés variable	3.986	6.787
Total	18.911	20.432

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
2013	+50	(20)	26
	-50	20	(26)
2012	+50	(39)	20
	-50	40	(20)

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:

		2013	2012
Efecto en el resultado antes de impuestos	+5%	-	-
	-5%	-	-
Efecto en el patrimonio antes de impuestos	+5%	20	21
	-5%	(19)	(20)



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 del precio 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
2013	+10%	-	4
	-10%	-	(4)
2012	+10%	-	-
	-10%	-	-

	Incremento/descenso en el precio de venta electricidad	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2013	+10%	(1)	2
	-10%	1	(2)
2012	+10%	(8)	(7)
	-10%	8	7

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 2013, Gas Natural Fenosa había recibido garantías por 44 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (48 millones de euros a 31 de diciembre de 2012). Durante el ejercicio 2013, se han ejecutado avales por importe de 10 millones de euros (inferiores a 1 millón de euros a 31 de diciembre de 2012).

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el Balance de situación consolidado netos de provisiones de insolvencias (Nota 10), 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 2013 y 2012, 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 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 2013 y 2012 es el siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Menos de 90 días	431	494
90 - 180 días	141	162
Más de 180 días	5	15
Total	577	671

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la Nota 10.

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 2013, las disponibilidades de liquidez alcanzan los 14.848 millones de euros, considerando el efectivo y otros activos líquidos equivalentes por un importe de 4.252 millones de euros (Nota 11), derivados financieros de activo por un importe de 18 millones de euros (Nota 8 y Nota 16), la financiación bancaria y líneas de crédito disponibles por 7.362 millones de euros (Nota 15) y la capacidad para emitir deuda no utilizada por un importe de 3.216 millones de euros (Nota 15).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:



	2014	2015	2016	2017	2018	2018 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2013							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.288)	-	-	-	-	-	(4.288)
Préstamos y otras deudas financieras	(4.107)	(2.154)	(2.779)	(2.642)	(3.357)	(7.411)	(22.610)
Derivados financieros	(22)	(13)	(6)	1	(2)	(14)	(65)
Otros pasivos	(56)	(56)	(123)	(56)	(57)	(888)	(1.036)
Total (1)	(6.533)	(2.223)	(2.807)	(2.697)	(3.416)	(8.113)	(27.889)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2012							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.580)	-	-	-	-	-	(4.580)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.046)	(2.317)	(5.389)	(2.323)	(2.305)	(7.753)	(24.133)
Derivados financieros	(24)	(18)	(7)	(3)	-	73	21
Otros pasivos	(146)	(57)	(57)	(57)	(56)	(707)	(1.084)
Total (1)	(7.778)	(3.382)	(5,453)	(2,383)	(2,383)	(8,387)	(29,756)

(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 15.

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 un nivel de apalancamiento de alrededor del 50%.

La clasificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo plazo es la siguiente:

	2013	2012
Moody's	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB
Fitch	BBB+	BBB+

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2013	2012
Deuda financiera neta:	14.641	15.085
Deuda financiera no corriente (Nota 15)	15.500	18.048
Deuda financiera corriente (Nota 15)	3.403	2.386
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 11)	(4.252)	(4.434)
Derivados (Nota 16)	(16)	(3)
Patrimonio neto:	15.010	14.879
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 12)	13.444	13.261
De intereses minoritarios	1.566	1.618
Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto))	49,4%	51,8%



Instrumentos financieros derivados

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

	A 31.12.13		A 31.12.12	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	2	62	-	82
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	2	62	-	82
Cobertura valor razonable				
- Tipo de cambio	-	-	-	-
Otros instrumentos financieros	-	-	-	2
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	-	-	2
Instrumentos financieros derivados no corrientes	2	52	-	84
Instrumentos financieros derivados de cobertura	10	19	26	14
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	-	7	-	-
- Tipo de cambio	-	7	1	9
- Precio de <i>commodities</i>	1	5	10	4
Cobertura valor razonable				
- Tipo de cambio	9	-	15	1
Otros instrumentos financieros	19	1	12	2
- Precio de <i>commodities</i>	13	1	12	2
- Tipo de interés	-	-	-	-
Instrumentos financieros derivados corrientes	23	20	38	16
Total	25	72	36	100

El valor razonable de los derivados se determina en base a variables observables en un mercado activo (Nivel 2).

Se incluyen en el epígrafe de "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:

	2013		2012	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	(14)	(34)	30	(39)
Cobertura valor razonable	2	(10)	9	(6)
Otros instrumentos financieros	60	(6)	9	12
Total	48	(50)	48	(33)



El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

	Valor Razonable	31.12.13						
		Valor Nominal						
		2014	2015	2016	2017	2018	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	(14)	459	559	257	686	2	22	1.985
Permutas financieras (USD)	(28)	27	28	29	200	14	55	353
Permutas financieras (MXN)	(1)	67	74	-	-	-	-	141
Permutas financieras (CHF)	(6)	-	-	-	-	-	204	204
Permutas financieras (NOK)	(6)	-	-	-	-	-	101	101
Collars (EUR)	-	3	2	-	-	-	-	5
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	(7)	405	3	-	-	-	-	408
Cobertura de valor razonable:								
Seguros de cambio (BRL)	-	25	-	-	-	-	-	25
Seguros de cambio (USD)	9	728	-	-	-	-	-	728
Seguro de cambio (DHN)	-	6	-	-	-	-	-	6
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de commodities (EUR)	-	101	1	-	-	-	-	102
Derivados precios de commodities (USD)	(3)	216	-	-	-	-	-	216
Derivados precios de commodities (ZAR)	(1)	36	-	-	-	-	-	36
OTROS:								
Permuta financiera (JPY)	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados precios de commodities (EUR)	12	183	162	6	-	-	-	351
Derivados precios de commodities (USD)	-	22	8	30	-	-	-	60
Derivados precios de commodities (GBP)	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	(47)	2.278	837	322	886	16	382	4.721

	Valor Razonable	31.12.12						
		Valor Nominal						
		2013	2014	2015	2016	2017	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Permutas financieras (EUR)	(37)	55	651	254	202	135	23	1.320
Permutas financieras (USD)	(45)	28	29	28	30	76	72	283
Permutas financieras (MXN)	-	15	70	78	-	-	-	163
Collars (EUR)	-	2	3	2	-	-	-	7
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Seguro de cambio (USD)	(6)	491	3	3	-	-	-	497
Cobertura de valor razonable:								
Seguros de cambio (BRL)	-	17	-	-	-	-	-	17
Seguros de cambio (USD)	14	568	-	-	-	-	-	568
Seguro de cambio (DHN)	-	6	-	-	-	-	-	6
COBERTURA DE COMMODITIES:								
Cobertura de flujos de efectivo:								
Derivados precios de commodities (EUR)	4	332	1	-	-	-	-	333
Derivados precios de commodities (USD)	2	36	-	-	-	-	-	36
OTROS:								
Permuta financiera (JPY)	(2)	-	-	-	-	-	220	220
Derivados precios de commodities (EUR)	10	89	24	11	-	-	-	124
Derivados precios de commodities (USD)	-	2	-	-	-	-	-	2
Derivados precios de commodities (GBP)	-	1	-	-	-	-	-	1
TOTAL	(82)	1.642	781	376	232	211	315	3.557



Nota 17. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se muestra a continuación:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	529	551
Deuda ingresos capacidad (2)	12	37
Fianzas y depósitos (Nota 8)	202	202
Otros pasivos (3)	99	44
Total	842	834

No existen diferencias significativas entre los valores contables y los valores razonables en los conceptos incluidos en este epígrafe de "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 periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos por Repsol (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 periodos 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 (50%) y Gas Natural Fenosa (50%).

El detalle de los pagos mínimos por estos contratos de arrendamiento financiero es el siguiente:

	A 31.12.13			A 31.12.12		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	55	(1)	54	56	(2)	54
Entre 1 y 5 años	222	(45)	177	223	(41)	182
Más de 5 años	688	(336)	352	746	(377)	369
Total	865	(382)	583	1.025	(420)	605



La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2013 un tipo de interés efectivo medio del 6,8% (6,7% a 31 diciembre de 2012).

(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 periodo de vigencia de los contratos de compromiso de capacidad en México.

(3) Otros pasivos

Se incluye el compromiso de recompra sin prima otorgado el 22 de septiembre de 2008 a Sinca Inbursa, S.A. de C.V. (Inbursa) correspondiente al 14,125% de Gas Natural México, S.A. de C.V. y al 14% de Sistemas de Administración, S.A. de C.V., con un vencimiento inicial que finalizaba en el mes de mayo 2013, y que fue renovado hasta el mes de mayo de 2016, en que Inbursa podrá ofrecer todas las acciones que tenga en ese momento a Gas Natural Fenosa, que 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 sigue asignándose a la Sociedad dominante el porcentaje de compromiso de recompra. El pasivo registrado en este epígrafe al 31 de diciembre de 2013 asciende a 67 millones de euros y equivale al valor actual del importe a reembolsar.

Nota 18. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Acreedores comerciales	3.390	3.838
Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 32)	54	52
Acreedores comerciales empresas asociadas	41	46
Proveedores	3.485	3.936
Administraciones públicas	613	417
Instrumentos financieros derivados (Nota 16)	13	15
Remuneraciones pendientes de pago	83	94
Otros acreedores	709	526
Pasivos por Impuesto corriente	36	98
Total	4.230	4.560

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



Información sobre los aplazamientos de pagos efectuados a proveedores
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:

	2013		2012	
	Importe	%	Importe	%
Pagos realizados en el ejercicio dentro del plazo máximo legal	10.648	99,9	10.070	99,9
Resto de pagos realizados en el ejercicio	5	0,1	8	0,1
Total pagos ejercicio	10.653	100	10.078	100
Plazo medio ponderado de los pagos excedidos (días)	9		8	
Aplazamientos que al cierre de ejercicio sobrepasan el plazo máximo legal	-		1	

Nota 19. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Dividendo a pagar	416	411
Gastos devengados y no pagados	237	151
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 17)	54	54
Otros pasivos (1)	54	191
Total	760	807

(1) Otros pasivos

A 31 de diciembre de 2012 incluía un pasivo por el compromiso de recompra otorgado a Inbursa por importe de 60 millones de euros y que vencía en el mes de mayo de 2013, habiéndose renovado a su vencimiento hasta el mes de mayo de 2016 por lo que el pasivo asociado se ha reclasificado al epígrafe "Otros pasivos no corrientes" (Nota 17).

A 31 de diciembre de 2013 incluía un pasivo por el compromiso de recompra otorgado a Chemo España, S.L. por importe de 42 millones de euros. 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 supuso 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. En el mes de septiembre 2013 Chemo España, S.L. ejerció su opción. El precio de adquisición, determinado por el capital invertido, ha ascendido a 48 millones de dólares (36 millones de euros).

Nota 20. 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 2013 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 2013 y 2012 es la siguiente:

	2013	%	2012	%
Resultado antes de impuestos	2.132		2.203	
Impuesto teórico	640	30,0	661	30,0
Tipos impositivos sociedades extranjeras	(54)	(2,6)	(54)	(2,4)
Deducciones fiscales por reinversión	-	-	(8)	(0,4)
Otras deducciones fiscales	(15)	(0,7)	(31)	(1,4)
Actualización de balances	(109)	(5,1)	-	-
Efecto beneficios netos Integros método participación	(2)	(0,1)	(4)	(0,2)
Diferencias impositivas ejercicio anterior y otros	8	0,4	(18)	(0,8)
Impuesto sobre beneficios	468	22,0	546	24,8

Desglose del gasto corriente/diferido:

Impuesto corriente	550	447
Impuesto diferido	(82)	99
Impuesto sobre beneficios	468	546

En el mes de junio de 2013 las Juntas de Accionistas de algunas sociedades del grupo aprobaron acogerse a la actualización de balances conforme a la Ley 16/2012 de 27 de diciembre de 2012, con efectos retroactivos, contables y fiscales, desde 1 de enero de 2013. El importe de la actualización sobre el "Inmovilizado material" en los Balances individuales formulados bajo el Plan General Contable (PGC) asciende a 438 millones de euros. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente en un 30% las futuras amortizaciones de esta actualización por importe de 131 millones de euros, se ingresó, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, un gravamen único del 5% por importe de 22 millones de euros.

Dado que, salvo en los casos de combinaciones de negocios, Gas Natural Fenosa aplica el criterio del coste histórico para la valoración del "Inmovilizado material" de acuerdo con las NIIF-UE, dicha actualización no ha supuesto ningún aumento del valor contable consolidado de los activos, aunque sí de su valor fiscal, por lo que se ha generado un crédito por el derecho a su deducción fiscal futura. Debido a la estrecha conexión existente entre el gravamen único y el crédito fiscal generado por el aumento del valor fiscal de los activos, ambos se han contabilizado con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, por un importe neto de 109 millones de euros.

Las deducciones fiscales por reinversión de beneficios extraordinarios del ejercicio 2012 correspondieron básicamente a la enajenación de determinados clientes de gas y contratos asociados en la Comunidad de Madrid.

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 seis años, junto con el del propio ejercicio 2013, es el siguiente:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2007	780	780
2008	152	152
2009	382	382
2010	873	873
2011	858	858
2012	39	39
2013	1	1
Total	3.083	3.083

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 31.12.13			A 31.12.12		
	Bruto	Efecto Impositivo	Neto	Bruto	Efecto Impositivo	Neto
Valoración activos financieros disponibles para venta	-	-	-	-	-	-
Coberturas de flujos de efectivo	27	(9)	21	(16)	6	(11)
Diferencias de conversión	(458)	-	(458)	(152)	8	(142)
Ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	3	(1)	2	(87)	25	(82)
Total	(428)	(7)	(435)	(255)	39	(216)

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

Impuestos diferidos de activo	Personal y obligaciones sociales	Otros provisionales	Créditos fiscales	Diferencias de amortización	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.12	246	242	187	114	50	188	976
Creación/(reversión)	1	8	(218)	(4)	(1)	(15)	(229)
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	-	-
Movimientos ligados ajustes patrimonio	25	-	-	-	2	-	27
Diferencias de conversión	2	6	-	-	8	1	17
Traspasos y otros (1)	(9)	20	232	(1)	-	4	246
A 31.12.12	236	276	181	109	68	176	1.036
Creación/(reversión) (2)	(9)	(1)	(189)	293	(1)	(20)	3
Combinaciones de negocio	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Movimientos ligados ajustes patrimonio	(1)	-	-	-	(7)	-	(8)
Diferencias de conversión	(10)	(21)	2	(7)	13	(6)	(23)
Traspasos y otros	-	8	61	-	(1)	(7)	49
A 31.12.13	216	260	39	334	63	144	1.051

(1) El incremento en el apartado "Créditos fiscales" incluye básicamente la aplicación de libertad de amortización en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 13/2010.

(2) El incremento en el apartado "Diferencias de amortización" incluye básicamente la aplicación de la limitación temporal del 30% a la deducción de las amortizaciones en virtud de lo dispuesto en la Ley 18/2012 y la actualización de balances mencionada en esta Nota.



Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías ulteriores	Valoración combinación de negocios (2)	Valoración escritura de instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.12	326	261	1.753	8	236	2.642
Creación/(reversión)	(15)	(22)	(86)	-	8	(130)
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	-
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	(4)	-	(4)
Diferencias de conversión	(1)	-	(18)	-	4	(18)
Traspasos y otros (1)	226	-	(29)	-	(4)	193
A 31.12.12	636	269	1.652	4	238	2.688
Creación/(reversión)	1	-	(79)	-	(1)	(79)
Combinaciones de negocio	-	-	-	-	-	-
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	(1)	-	(1)
Diferencias de conversión	(29)	-	(8)	1	-	(36)
Traspasos y Otros	25	-	(26)	(1)	(14)	(15)
A 31.12.13	638	269	1.639	3	223	2.668

(1) Se incluye un incremento en el apartado de "Diferencias amortización" por la aplicación de libertad de amortización en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 13/2010.

(2) En el apartado de "Valoración combinación de negocios" figura íntegramente el efecto fiscal de la parte de la diferencia de fusión consecuencia de la absorción de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A. realizada en el ejercicio 2009 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 2013 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 38 millones de euros (31 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

En mayo de 2013 se cerró definitivamente el proceso de inspección seguido ante Gas Natural SDG, S.A. para el impuesto sobre sociedades como cabecera del grupo fiscal, ejercicios 2006 a 2008 y en cuanto a otros impuestos a nivel individual para los ejercicios 2007 y 2008. No se pusieron de manifiesto aspectos relevantes, regularizándose deducciones por actividades exportadoras por importe de 5 millones de euros, sin impacto en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada al estar íntegramente provisionadas en ejercicios anteriores (Nota 34).

El grupo fiscal de Gas Natural SDG, S.A. tiene abiertos a inspección los ejercicios 2009 y siguientes en cuanto a los Impuestos que le son de aplicación.

La información sobre las principales actuaciones 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 34.

Nota 21. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	14.607	14.188
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	8.690	9.041
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	1.541	1.501
Otras ventas	131	174
Total	24.969	24.904



Nota 22. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Compras de energía	14.845	14.801
Servicio acceso a redes de distribución	1.863	1.845
Otras compras y variación de existencias	520	663
Total	17.228	17.309

Nota 23. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Otros ingresos de gestión	208	247
Subvenciones de explotación	5	3
Total	213	250

Se incluye en el epígrafe de "Otros ingresos de gestión" los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de las infraestructuras de las concesiones afectas a la CINIF 12 por importe de 110 millones de euros (117 millones de euros en el ejercicio 2012).

Nota 24. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Sueldos y salarios	684	707
Costes Seguridad Social	127	129
Planes de aportación definida	39	32
Planes de prestación definida	5	4
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(83)	(85)
Otros	89	84
Total	861	871

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2013 ha sido de 15.173 y en 2012 de 16.172.

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 2013 y 2012 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

	2013		2012	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	928	305	931	291
Mandos intermedios	2.212	527	2.341	582
Técnicos especializados	2.492	1.403	2.562	1.478
Puestos operativos	5.121	1.996	5.580	2.194
Total	10.751	4.231	11.414	4.545



	2013	2012
España	8.019	8.247
Resto de Europa	1.212	1.238
Latinoamérica	4.717	5.436
Resto	1.034	1.038
Total	14.982	15.969

Nota 25. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Tributos	523	285
Operación y mantenimiento	396	446
Publicidad y otros servicios comerciales	395	382
Deterioro por insolvencias (Nota 10)	226	235
Servicios profesionales y seguros	168	177
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12) (Nota 23)	110	117
Suministros	93	105
Arrendamientos	59	61
Gastos emisiones CO ₂ (Nota 14)	52	59
Eficiencia energética	25	45
Otros	227	252
Total	2.274	2.183

El impacto de la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética en el ejercicio 2013 y del Real Decreto-ley 9/2013 (Nota 2.4.2.1.) ascendió a 455 millones de euros. De dicho importe, 232 millones de euros, correspondientes al Impuesto sobre el valor de la producción eléctrica, los Impuestos sobre combustible nuclear y el Canon por utilización de aguas continentales, se incluyen en el apartado de "Tributos" de este epígrafe y 122 millones de euros, correspondientes a los Impuestos especiales sobre el consumo de combustibles, se incluyen en el epígrafe de "Aprovisionamientos".

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 2.4.2.1).

Como consecuencia del Auto del Tribunal Supremo del 13 de noviembre de 2013 que ha reconocido a las empresas que financiaron el bono social el derecho a que les sean reintegradas las cantidades abonadas (Nota 2.4.2.1), se incluye en el apartado de "Otros" unos menores gastos por importe de 42 millones de euros.

Nota 26. Otros resultados

En el ejercicio 2013 corresponde básicamente a la plusvalía de 8 millones de euros obtenida en la enajenación de las sociedades de distribución eléctrica de Nicaragua por un importe de 43 millones de euros a T&K Mefosur Internacional.

En el ejercicio 2012 correspondía a la plusvalía de 20 millones de euros obtenida en la enajenación de los activos correspondientes a aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 38 millones de euros al grupo Endesa.



Nota 27. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Dividendos	12	2
Intereses	114	107
Otros	86	89
Total ingresos financieros	212	178
Coste de la deuda financiera	(880)	(885)
Gastos por intereses de pensiones	(41)	(42)
Otros gastos financieros	(127)	(153)
Total gastos financieros	(1.048)	(1.080)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 16)	(2)	15
Diferencias de cambio netas	-	(7)
Resultado financiero neto	(838)	(874)

Nota 28. Efectivo generado en las operaciones de explotación

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2013 y 2012 es el siguiente:

	2013	2012
Resultado antes de impuestos	2.132	2.203
Ajustes del resultado:	2.608	2.540
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5 y 6)	1.907	1.798
Otros ajustes del resultado neto:	701	742
Resultado financiero (Nota 27)	838	874
Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7)	(7)	(10)
Traspaso Ingresos a distribuir a resultados (Nota 13)	(40)	(34)
Otros resultados (Nota 26)	(11)	(20)
Variación neta Provisiones	(79)	(88)
Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión):	(119)	(7)
Existencias	27	(45)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	(455)	(45)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	309	83
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.170)	(1.299)
Pago de Intereses	(789)	(827)
Cobros de intereses	95	91
Pagos por impuestos sobre beneficios	(476)	(583)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	3.451	3.437



Nota 29. Combinaciones de negocios

Ejercicio 2013

Durante el ejercicio 2013 no se han producido combinaciones de negocios significativas.

Ejercicio 2012

Adquisición de Sistemas Energéticos Passanant, S.L.U.

Con fecha 12 de diciembre de 2012 se completó la adquisición de la sociedad Sistemas Energéticos Passanant, S.L.U., sociedad que desarrolla actividades de explotación del parque eólico Les Forques II, al grupo Gamesa por un importe de 1 millón de euros, sin que se haya generado ningún fondo de comercio en la operación.

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

Nota 30. 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 2013 y 2012 son las siguientes:

	2013	2012		2013	2012
Barras Eléctricas Galileo Asturianas, S.A.	44,6%	44,9%	EcoEléctrica Holding Ltd y dependientes	50,0%	50,0%
Barras Eléctricas Generación, S.L.	45,0%	45,0%	Eléctrica Conquense, S.A.	46,4%	46,4%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	19,3%	19,3%	Eléctrica Conquense Distribución, S.A.	46,4%	46,4%
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Almaraz	11,3%	11,3%	Gas Natural West Africa, S.L.	40,0%	40,0%
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Trillo	34,5%	34,5%	Nueva Generadora del Sur, S.A.	50,0%	50,0%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Asoca	50,0%	50,0%	Repsol - Gas Natural LNG, S.L.(1)	-	50,0%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Anllares	66,7%	66,7%	Subgrupo Unión Fenosa Gas	50,0%	50,0%

(1) En diciembre de 2013 se ha adquirido el 50,0% (Nota 32).

La aportación de las participaciones en negocios conjuntos de activos, pasivos, ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa es la siguiente:

	A 31.12.13	A 31.12.12
Activos no corrientes	3.285	3.525
Activos corrientes	736	600
Activos	4.021	4.125
Pasivos no corrientes	1.403	889
Pasivos corrientes	433	398
Pasivos	1.836	1.387
Activos netos	2.135	2.738

	2013	2012
Ingresos	1.876	1.346
Gastos	1.765	1.238
Beneficios después de impuestos	(89)	108

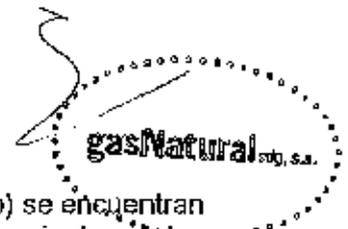
No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. En la información sobre compromisos contractuales de la Nota 34 se incluyen los compromisos para la compra de gas de Unión Fenosa Gas y EcoEléctrica LP de 12.327 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (12.195 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), los compromisos para la compra de combustible nuclear por importe de 43 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (55 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), los compromisos para la cesión de capacidad de generación eléctrica de EcoEléctrica LP por importe de 271 millones de euros (315 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) y los compromisos de pago de arrendamientos operativos por los buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 150 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 (158 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Nota 31. 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 periodo restante hasta el vencimiento 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)	14
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)	14-17
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	16-50 (prorrogables 20)	1-34
Gas Natural Distribuzione SpA, Cairato Distribuzione Gas, S.R.L., Favellato Refi Gas, S.R.L. y Cilento Refi Gas, S.R.L.	Distribución de gas	Italia	11-30	1-25
Gas Natural México S.A. de C.V. y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distribución de gas	México	30 (prorrogables 15)	14-25
Europe Maghreb Pipeline Ltd	Transporte de gas	Marruecos	25 (prorrogables)	8
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. y Unión Fenosa Generadora Tortito, S.A.	Generación de electricidad	Costa Rica	20	9-17
Gas Natural SDG, S.A. y Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.	Generación hidráulica de electricidad	España	14-65	9-50
Red Unión Fenosa, S.A.	Distribución de electricidad	Moldavia	25 (prorrogable)	12
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oasia, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A.	Distribución de electricidad	Panamá	15	15

Como se indica en la Nota 3.3.3.b, Gas Natural Fenosa aplica la CINIF 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 de "Inmovilizado material".

Con fecha 14 de agosto de 2013, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña renovó la adjudicación a Gas Natural Fenosa para operar sus dos distribuidoras eléctricas durante los próximos 15 años.

Nota 32. Información de las operaciones con partes vinculadas

A los efectos de información de este apartado se consideran partes vinculadas las siguientes:

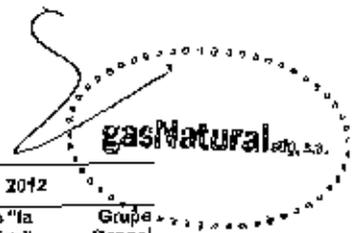
- Los accionistas significativos de Gas Natural Fenosa, entendiéndose por tales los que posean directa o indirectamente participaciones iguales o superiores al 5%, así como los accionistas que, sin ser significativos, hayan ejercido la facultad de proponer la designación de algún miembro del Consejo 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") y el grupo Repsol.

- Los administradores y personal directivo de la sociedad y su familia cercana. El término "administrador" significa un miembro del Consejo de Administración y el término "personal directivo" significa un miembro del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna. Las operaciones realizadas con administradores y personal directivo se detallan en la Nota 33.
- 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:

Gastos e ingresos (en miles de euros)	2013		2012	
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol
Gastos financieros	6.918	-	11.464	-
Arendamientos	-	-	-	-
Recepción de servicios	-	91.702	-	73.702
Compra de bienes (1)	-	1.090.558	-	1.175.281
Otros gastos (2)	36.983	-	43.844	-
Total gastos	43.899	1.182.260	55.308	1.248.983
Ingresos financieros	27.697	-	30.823	-
Arendamientos	-	371	-	380
Prestación de servicios	-	54.524	-	41.371
Venta de bienes (1)	-	1.108.383	-	1.171.289
Otros ingresos	804	-	884	-
Total ingresos	28.501	1.163.258	31.707	1.213.029



Otras transacciones (en miles de euros)	2013		2012	
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (3)	10.500	1.288	-	6.044
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestatario) (4)	1.577.755	6.520	1.660.377	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (5)	706.862	-	614.973	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (6)	6.186	-	512.786	-
Garantías y avales recibidos	137.600	-	112.500	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	311.037	286.474	290.336	247.009
Otras operaciones (7)	648.020	-	803.460	-

Deudoras y acreedoras comerciales (en miles de euros)	2013		2012	
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol
Deudoras comerciales y otras cuentas a cobrar	-	109.800	-	121.600
Acreedoras comerciales y otras cuentas a pagar	-	64.000	-	61.700

- (1) Se incluyen compras y ventas realizadas de acuerdo con los contratos de aprovisionamientos de gas firmados con el grupo Repsol. En julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el período 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima se inicie en 2017. En diciembre de 2013 Gas Natural Fenosa autorizó al grupo Shell la cesión de un contrato de suministro de gas a ciclos combinados que mantenía con el grupo Repsol.
- (2) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (3) Corresponde a la adquisición del 10% de Gas Navarra, S.A. a la sociedad del grupo "la Caixa" Hiscan Patrimonio II, S.L.U. el 21 de junio de 2013 y a la adquisición del 50% de Repsol-Gas Natural LNG, S.L. a Repsol, S.A el 30 de diciembre de 2013.
- (4) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (5) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (6) A 31 de diciembre de 2013 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 562.421 miles de euros (474.317 miles de euros a 31 de diciembre de 2012), de las que no se había dispuesto ningún importe (16.292 miles de euros dispuestos a 31 de diciembre de 2012). Adicionalmente, el grupo "la Caixa" mantiene participaciones en otros préstamos por 6.186 miles de euros. A 31 de diciembre de 2012 mantenía participaciones en créditos sindicados por 300.000 miles de euros, y otros préstamos por 196.504 miles de euros.
- (7) A 31 de diciembre de 2013 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 620.833 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (459.183 miles de euros a 31 de diciembre de 2012) y 222.187 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (144.277 miles de euros a 31 de diciembre de 2012).



Nota 33. Información sobre miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.
Personal directivo

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 solo podrá ser devengado 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.

El importe devengado 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 4.085 miles de euros (4.062 miles de euros en el ejercicio 2012), según el siguiente detalle expresado en euros:

	Carga	Consejo	CE	CAyC	CNYR	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550.000	550.000	-	-	1.100.000
D. Antonio Brufau Nubó	Vicepresidente	120.500	120.500	-	12.650	253.650
D. Rafael Villasca Márco	Cons. Delegado	120.500	120.500	-	-	253.000
D. Ramón Adell Ramón	Vocal	120.500	-	12.650	-	139.150
D. Enrique Alcázar-García Irujoqui	Vocal	120.500	120.500	-	-	253.000
D. Xabier Añoveros Trías de Bas	Vocal	120.500	-	-	-	120.500
D. Demetrio Carbeller Arce	Vocal	120.500	120.500	-	-	253.000
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	120.500	-	-	12.650	139.150
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Vocal	120.500	-	-	-	120.500
D. Felipe González Márquez	Vocal	120.500	-	-	-	120.500
D. Emiliano López Achurra	Vocal	120.500	120.500	-	-	253.000
D. Carlos Losada Martodán	Vocal	120.500	120.500	12.650	-	253.650
D. Juan María Nin Gálvez	Vocal	120.500	120.500	-	-	253.000
D. Herbert Padrol Munté	Vocal	120.500	-	-	-	120.500
D. Juan Rosell Laslortas	Vocal	120.500	-	-	-	120.500
D. Luis Suárez de Leizaola Manilla	Vocal	120.500	-	12.650	-	139.150
D. Miguel Valle Maséda	Vocal	120.500	-	-	12.650	139.150
		2.674.000	1.436.500	37.950	37.950	4.085.400

Adicionalmente se ha percibido en el ejercicio 2013 un importe de 5 miles de euros por otros conceptos (4 miles de euros en el ejercicio 2012).

En el ejercicio 2013, al igual que en el ejercicio 2012, no se han percibido importes adicionales correspondientes al Consejo de otras sociedades participadas.

Los importes devengados por el Consejero Delegado por las funciones ejecutivas en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 1.043 miles de euros, 968 miles de euros, 784 miles de euros y 5 miles de euros en el ejercicio 2013 (1.043 miles de euros, 975 miles de euros, 761 miles de euros y 5 miles de euros en el ejercicio 2012).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 314 miles de euros en el ejercicio 2013 (313 miles de euros en el ejercicio 2012). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 2.335 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (2.031 miles de euros a 31 de diciembre de 2012).

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 post-contractual 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		Repsof		Endesa		Red Eléctrica		Iberdrola	
D. Salvador Galindo Baya Vicepresidente Primero de "La Caixa" Consejero de CaixaBank, S.A.	Presidente	2.262	(0,000)	14.371	(0,005)					16.502	(0,003)	100.067	(0,001)
D. Antonio Bruna Mulet Presidente de Repsol, S.A.	Vicepresidente	81.129	(0,024)			306.504	(0,022)						
		1.089	(0,000) (1)			1.820	(0,000) (1)						
D. Rafael Vázquez Marín	Conse. Delegado	13.025	(0,001)			713	(0,000)						
D. Enrique Aljaleja-García Insausti	Vocal	2.300	(0,001)									9.644	(0,000)
D. Xabier Añóvaris Tufes de Bos	Vocal	250	(0,000)										
D. Juan María Nín Obispo Director General de "La Caixa" Vicepresidente y Consejero Delegado de CaixaBank, S.A. Vicepresidente de Citibank CaixaBank, S.A.U. Consejero de Repsol, S.A. Consejero del Grupo financiero INBURSA	Vocal	150	(0,000)			298	(0,000)						
						1.657	(0,000) (1)						
D. Jero Rosell Latorre Consejero de CaixaBank, S.A.	Vocal	2.000	(0,000) (1)										
D. Desario Cervera Ara Presidente de Día Corporación Petrolera, S.A.	Vocal	2.200	(0,000)										
		31.150	(0,005) (1)										
D. Luis Suárez de Caza Manilla Sociedad Consueño de Repsol, S.A. Miembro de la Comisión de Mediación y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC)	Vocal	10.750	(0,002)			24.090	(0,002)					993	(0,000) (1)
		590	(0,001) (1)			405	(0,000) (1)						
D. Ramón Adell Rovira	Vocal	8.000	(0,002)										
D. Santiago Cobo Cobo	Vocal	684	(0,000)										
D. Felipe González Méndez	Vocal	1.602	(0,000)			656	(0,000)		50	(0,000)		1.175	(0,000)
												87	(0,000) (1)
D. Sebastián López Aducci Consejero de Petrolera del Norte, S.A.	Vocal	1.000	(0,000)										
D. Carlos Eugenio Mercedín Miembro del Consejo de Inmaculada	Vocal	2.000	(0,000)										
		0.025	(0,000) (1)										
D. Miguel Valls Masera	Vocal	7.000	(0,005)										
D. Mercedes Fernández Cuatrecasas Directora General de Negocio de Repsol, S.A. Miembro del Comité de Dirección y del Comité de Operaciones de Repsol, S.A. Presidente de Repsol Exploración, S.A. Presidente de Repsol Grupo Brasil, S.A. Presidente de Repsol Petrolera, S.A. Presidente de Repsol Corporación de Productos Petroleros, S.A.	Vocal	1	(0,000)			58.001	(0,001)						
D. Martín Pedro Aleniz	Vocal												

(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.

Los Administradores no han llevado a cabo, durante los ejercicios 2013 y 2012, 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.

Retribuciones al Personal directivo

A los efectos exclusivos de la información contenida en este apartado se considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección, excluido el Consejero Delegado cuya retribución ha sido incluida en el apartado anterior, y al Director de Auditoría Interna.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución fija, retribución variable anual, retribución variable plurianual y otros conceptos han ascendido respectivamente a 4.348 miles de euros, 2.495 miles de euros, 1.893 miles de euros y 119 miles de euros en el ejercicio 2013 (4.344 miles de euros, 2.953 miles de euros, 1.857 miles de euros y 119 miles de euros en el ejercicio 2012).

En el importe de retribución fija del ejercicio 2013 se incluyen 132 miles de euros percibidos en acciones de la Sociedad (132 miles de euros en el ejercicio 2012), de acuerdo al Plan de adquisición de acciones mencionado en la Nota 3.3.14 d).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 5.352 miles de euros en el ejercicio 2013 (2.119 miles de euros en el ejercicio 2012) correspondiendo la diferencia con respecto al ejercicio anterior a la asunción de una modificación contractual que, sin alterar las condiciones económicas globales, modifica algunos términos compensándolos con compromisos por pensiones. El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 20.608 miles de euros a 31 de diciembre de 2013 (15.150 miles de euros a 31 de diciembre de 2012).

El personal directivo no ha percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tiene concedidos créditos. Los anticipos concedidos al personal directivo a 31 de diciembre de 2013 ascienden a 100 miles de euros (no existían anticipos a 31 de diciembre de 2012).

Durante el ejercicio 2012 las indemnizaciones percibidas por extinción de contrato y otros conceptos ascendieron a 1.613 miles de euros.

Los contratos suscritos con el personal directivo 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.

Nota 34. Compromisos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2013 Gas Natural Fenosa tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por importe de 1.448 millones de euros (1.630 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Por otro lado, también tenía concedidos avales financieros por un total de 517 millones de euros (650 millones de euros a 31 de diciembre de 2012), de los cuales 270 millones de euros corresponderían a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas (264 millones de euros a 31 de diciembre de 2012).

Gas Natural Fenosa estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2013, 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 2013:

Compra	A 31 de diciembre de 2013						
	Total	2014	2015	2016	2017	2018	y siguientes
Obligaciones por arrendamientos operativos (1)	1.077	100	40	37	49	54	797
Obligaciones por compras de energía (2)	105.588	10.132	9.220	9.238	9.537	8.461	59.000
Obligaciones por compras de combustible nuclear	43	20	23	-	-	-	-
Obligaciones por transporte de gas natural (3)	3.170	216	220	219	221	239	2.055
Compromisos de inversión (4)	1.141	416	12	356	357	-	-
Total obligaciones contractuales	111.019	10.884	9.515	9.850	10.164	8.754	61.852

Venta	A 31 de diciembre de 2013						
	Total	2014	2015	2016	2017	2018	y siguientes
Obligaciones por cesión capacidad ciclos combinados (5)	4.029	221	210	275	250	236	2.837
Obligaciones por ventas de energía (6)	30.055	5.959	4.400	2.651	2.797	2.623	11.625
Total obligaciones contractuales	34.084	6.180	4.610	2.926	3.047	2.859	14.462

- 1) Refleja básicamente los pagos previstos de arrendamiento operativo de los cinco buques para el transporte de gas natural licuado, que finalizan en 2014 y los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques en régimen de arrendamiento financiero indicados en la Nota 17, así como los costes operativos asociados a los cuatro buques en construcción y uno ya existente, que se registrarán en régimen de arrendamiento financiero cuya entrada esta prevista en los ejercicios 2014, 2016 y 2017. 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 3.3.7.3). 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 2013.

También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica, calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2013.

- 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 2013.



- 4) Refleja básicamente los compromisos de inversión por el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad, la construcción de cinco buques metaneros durante el periodo 2014-2017 y la construcción de un parque eólico en México (Nota 6).
- 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 2013.
- 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 3.3.7.3). Se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2013.

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 2003 a 2008, 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 y estando actualmente recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo y la Audiencia Nacional. El importe total de dichas actas a 31 de diciembre de 2013, incluyendo intereses, asciende a 89 millones de euros, importe íntegramente provisionado.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado distintas reclamaciones fiscales cuyo importe total, incluyendo intereses, asciende a 264 millones de pesos argentinos (29 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 notificó 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 2013, asciende a 371 millones de reales brasileños (115 millones de euros).

Reclamación contra Edemet - Edechi (Panamá)

En abril de 2012 se notificó la sentencia absolutoria de segunda instancia por la que se deja sin efecto otra 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 (61 millones de euros). Tanto el demandante como las demandadas (Edemet y Edechi) han recurrido 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.

Contrato suministro gas Qatar

Tras un periodo de negociaciones, Gas Natural Fenosa inició el procedimiento arbitral para la determinación del precio del gas suministrado por la Compañía Qatar Liquefied Gas Company Limited bajo sus contratos de largo plazo, solicitando una rebaja del precio. Posteriormente, el suministrador ha formulado una reconvencción, solicitando un incremento del precio. El arbitraje se encuentra en su fase inicial.

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 35. Honorarios auditores de cuentas

Los honorarios devengados en miles de euros por las distintas sociedades que utilizan la marca PwC son:

	Miles de euros	
	2013	2012
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	4.298	3.977
Otros servicios	24	815
Total honorarios	4.322	4.792

Adicionalmente, otras firmas auditoras han prestado a diversas sociedades del grupo los siguientes servicios:

	Miles de euros	
	2013	2012
Servicios de auditoría y relacionados con la auditoría	132	138
Otros servicios	5	2
Total honorarios	137	140



Nota 36. Medio Ambiente

Actuaciones ambientales

Las principales líneas de actuación de Gas Natural Fenosa, a lo largo de 2013, 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. También se tomaron las medidas para satisfacer las necesidades energéticas de los clientes de forma responsable.

En materia de Cambio Climático, se ha seguido avanzando en mecanismos de reducción y análisis de nuestra huella. Durante el ejercicio 2013, y con el fin de conocer y minimizar las emisiones indirectas, se realizó la primera evaluación de la gestión del carbono de los principales suministradores. Así mismo, se intensificaron las actuaciones para potenciar las ventajas de los productos en términos de CO₂.

Gas Natural Fenosa emplea el modelo ISO 14001 de gestión ambiental cuyo funcionamiento es certificado anualmente. Este estándar proporciona los elementos necesarios para asegurar la mejor gestión ambiental: análisis de riesgos, control operacional, relación con stakeholders, condicionantes legales y voluntarios, etc. Durante 2013 a este modelo de gestión se sumaron las actividades de exploración de gas, y se ampliaron las de comercialización en Colombia y Panamá. De esta forma el 99,4% del ebitda generado en 2013 por actividades ambientalmente significativas se encuentra certificado conforme a esta norma (la totalidad de la generación ordinaria, la práctica totalidad de la generación renovable, el 94% de la extensión de red de distribución eléctrica, las actividades de distribución y transporte de gas en España, Italia, Marruecos, Egipto, México, Colombia y Brasil, buena parte de la actividad comercializadora, servicios de ingeniería y los edificios más representativos).

Durante el 2013 la gestión de Gas Natural Fenosa en materia de sostenibilidad ambiental y cambio climático fue reconocida por los prestigiosos Índices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) y Carbon Disclosure Project (CDP), alcanzando la primera posición de las empresas del sector que participaron en ambas clasificaciones.

El año 2013 ha sido el año en que Gas Natural Fenosa ha materializado su Plan de Acción en Biodiversidad. En esta área cabe destacar la adhesión al Pacto por la Biodiversidad que ha promovido el Ministerio Español de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente reafirmando el compromiso del grupo con la conservación de la biodiversidad.

Todas estas actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2013 han alcanzado un total de 80 millones de euros (105 millones de euros en el ejercicio 2012), de los que 36 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 44 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental. En cuanto a inversiones cabe destacar las actuaciones de renovación y supervisión de red y las de ahorro y eficiencia energética, en su mayoría destinados a la mejora del rendimiento de la generación hidráulica.

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

En 2013 las emisiones totales de CO₂ consolidadas de las centrales 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 11,7 millones de toneladas de CO₂ (15,5 millones de toneladas de CO₂ en 2012).

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂, 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 7 millones de euros.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ha registrado en Naciones Unidas nueve proyectos de mecanismos de desarrollo limpio (en adelante 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 37. Acontecimientos posteriores al cierre

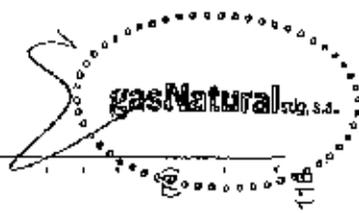
Durante el mes de enero de 2014 el peso argentino se ha depreciado un 22% con respecto al euro. El riesgo derivado de las inversiones de Gas Natural Fenosa en Argentina no es significativo, dado que una variación del euro frente al peso argentino de un 22% solo representaría una variación en el patrimonio neto atribuido de 8 millones de euros.

ANEXO I Sociedades de Gas Natural Fenosa

1. Sociedades dependientes

		Patrimonio neto*						
Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	% de Participación Total	Capital	Reservas	Resultados 2013	Dividendo a cuenta
Albidona Distribución Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	-	-	-	-
Cog Rio, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	58,6	41	80	48	(74)
Comercializadora Mirogas, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	65,0	(28)	(46)	16	-
Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	54,2	212	228	122	(189)
Favellatú Rent, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	1	8	-	-
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	81,6	33	11	7	-
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	12	41	29	(15)
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	70,0	215	(151)	5	(13)
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	27	21	13	(8)
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	96,1	8	78	38	(22)
Gas Natural Cogas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	88,7	25	68	38	(25)
Gas Natural Cundiboyense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	45,8	1	13	7	-
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	21,7	3	5	1	-
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	32,2	9	18	7	(3)
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	64	518	278	(151)
Gas Natural Distribución Italia, S.P.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	33	218	21	-
Gas Natural Fenosa Perú, S.A.	Perú	Distribución de gas	I.G.	100,0	4	-	-	-
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	16	174	88	(50)
Gas Natural México, S.A. de CV (1)	México	Distribución de gas	I.G.	85,0	471	(111)	35	-
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	3	9	8	(3)
Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	846	(181)	21	(1)
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	15	48	16	(10)
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	11	118	103	(9)
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	4	28	13	(15)





Entity Name	Country	Activity	Share (%)	Number of Shares	Value (€)	Number of Shares	Value (€)
Holding Negocios Reguizos Gas Natural, S.A.	España	Distribución de gas	100,0	300	1.881	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Colombia	Distribución de electricidad	86,4	864	(211)	27	27
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	51,0	18	7	14	14
Empresa de Distribución Eléctrica Mejico Oaxca, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	51,0	71	19	36	36
Red Unión Fenosa, S.A.	Moldova	Distribución de electricidad	100,0	7	135	25	25
Unión Fenosa Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	100,0	895	1.387	236	236
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	España	Infraestructuras de gas	100,0	-	3	(5)	(5)
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Infraestructuras de gas	100,0	9	(2)	(11)	(11)
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Infraestructuras de gas	100,0	4	42	(3)	(3)
Gas Natural Regasificación Italia, S.P.A.	Italia	Infraestructuras de gas	100,0	17	(9)	(1)	(1)
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (Meditgaz, S.A.)	Reino Unido Marruecos	Infraestructuras de gas	77,2	-	185	184	184
Gas Natural Almacenamientos SDG, S.A.	España	Infraestructuras de gas Abastecimiento y comercialización de gas	76,7	3	1	1	1
Sogasno, S.A.	España	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	1	18	282	282
Deiavao Distribuzione Gas, S.R.L.	España	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	85	18	153	153
Gas Natural Europe, S.A.S.	Italia	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Francia	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	3	6	4	4
Natural Energy, S.A.	Italia	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	2	20	11	11
Gas Natural Servicios, S.A.	Argentina	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	-	1	3	3
Servicomfort Colombia, S.A.S.	Braçil	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	6	-	(1)	(1)
Gas (Natural) Puerto Rico, Inc	Colombia	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	-	1	1	1
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Puerto Rico	Abastecimiento y comercialización de gas	100,0	5	(3)	-	-
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Colombia	Comercialización electricidad	85,4	-	(8)	-	-
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Colombia	Comercialización electricidad	85,4	8	(7)	(1)	(1)
La Energía, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	100,0	3	100	218	218
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	100,0	11	8	-	-
	España	Comercialización de gas y electricidad	100,0	2	4	(5)	(5)

Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	3	52	68	(40)
Berrybank Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	95,93	2	-	-	-
Crookwell Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	95,93	7	-	-	-
Ryan Cornett Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	95,93	9	(1)	-	-
Borras Edifica 2, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	99,8	3	8	1	-
Corporación Edifica de Zaragoza, S.L	España	Generación de Electricidad	I.G.	98,0	1	1	1	-
Energía del Río San Juan Comp.	Panamá	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	3	-	-	-
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	6	-	2	-
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,0	1	-	2	-
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	92,3	-	(1)	-	-
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	99,0	9	(4)	-	-
Explotaciones Edificas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	3	2	2	-
Ferrosa Wind, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	19	5	1	-
Ferrosa, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	19	-	-	-
Fuerza y Energía Bil Hoxo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	46	(14)	-	-
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	49	2	(2)	-
Fuerza y Energía de Neco Nopales, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	155	(34)	5	-
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	84	11	9	-
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	196	22	16	-
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	10	846	87	(39)
Gas Natural Fenosa Renovables Andalucía, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralla, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	90	208	(9)	-
Gas Natural Wind 4, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Wind 6, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	-	-	-	-
Generadora Palomara La Vega, S.A.	Rep. Dominicana	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	4	78	14	-
Hidroeléctrica Río San Juan SAS-ESP	Colombia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-
Iberdrola Power Ltd.	Kenya	Generación de Electricidad	I.G.	71,7	18	-	(1)	-
JGC Cogeneración Daimiel, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,8	1	-	-	-
Sociedad de Tratamiento Hombica, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	94,4	1	2	-	-
Sociedad de Tratamiento La Anaya, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	1	2	-	-



Societat Eñlica de Tendamocada, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	30,0	6	0	1	(1)
Tratamiento Dinca Medio, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	2	2	1	-
Tratamiento Inígnos de Alimscán, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	90,0	3	3	1	-
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	25	(5)	5	-
Unión Fenosa Generadora Torib, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	33	(2)	-	-
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	-	-	-	-
Kangra Coal (Proprietary), Ltd.	Sudáfrica	Minería	I.G.	70,0	-	155	18	(88)
Lágritos de Melcana, S.A.	España	Minería	I.G.	100,0	23	18	2	-
Wegobacht Exploration Company Ltd	Sudáfrica	Minería	I.G.	100,0	1	-	-	-
Capital Telecom Honduras, S.A.	Honduras	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Colombia, S.A.	Colombia	Telecomunicaciones	I.G.	88,2	1	1	8	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Telecomunicaciones	I.G.	66,7	-	-	1	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones El Salvador, S.A. de C.V.	El Salvador	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Guatemala, S.A.	Guatemala	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	-	4	4	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Nicaragua, S.A.	Nicaragua	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	-	1	-	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Panamá, S.A.	Panamá	Telecomunicaciones	I.G.	80,2	2	3	6	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	España	Telecomunicaciones	I.G.	100,0	21	42	20	-
Gas Natural Informática, S.A.	España	Servicios Informáticos	I.G.	100,0	20	7	8	-
Gas Natural Fenosa Ingeniería, S.L.U.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	1	33	(2)	-
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Brasil	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering S.A.S.	Colombia	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.	Guatemala	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	1	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.	Panamá	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	1	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	8	(6)	(1)	-
Gas Natural Fenosa Technology INC	Puerto Rico	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	1	-	-
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U.	Madagascar	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	32	(65)	1	-
Operación y Mantenimiento La Danidad, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-
Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	5	1	-
Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd	Uganda	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	-	-	-	-

Socóvine, C.A.	Venezuela	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Soluciones Technical Services, Ltd.	Egipto	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V.	México	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC	Arabia Saudí	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clover Financial and Treasury Services, Ltd.	Irlanda	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Financiación, S.A.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Financial Services USA, Ltd.	Estados Unidos	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Preferentes, S.A.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Rio, S.A.	Luxemburgo	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administración y Servicios EDAP, S.A. de C.V.	México	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administradora de Servicios de Energía México, S.A. de C.V.	México	85,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almar Cos, S.A.	Costa Rica	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arte Contemporáneo y Energía, A.L.E.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	España	98,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V.	México	85,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Italia S.P.A.	Italia	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Colombia	80,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios Económicos, S.A.S.	Colombia	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S.	Colombia	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	85,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General de Edificios y Solares, S.L.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hispanogallica de Extracciones, S.L.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Hermill, S.A.	Rep. Dominicana	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Natural Servicios, S.A.	Argentina	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (1)	México	85,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V.	México	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Minería, S.A.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	España	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Basenergia Gas & Power, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	95,0	-	36	27	-
Caribe Capital B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	-	281	-	3
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A.	Paraná	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	110	(10)	22	(12)
First Independent Power, Ltd.	Kenya	Sociedad de cartera	I.G.	89,6	-	13	-	-
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	673	382	119	-
Gas Natural SDG Argentina, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	104	(23)	-	-
Invergas, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	81	48	-	-
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	10	(1)	6	-
La Propagadora del Gas-Labari, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	-	7	(3)	-
Pacific Power Holdings N° 2 B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	48	-	-	-
Unión Fenosa Internacional, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	151	112	49	(41)
Unión Fenosa Internacional B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	5	(1)	-	-
Unión Fenosa México B.V.	México	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	128	283	46	(1)
Unión Fenosa México, S.A. de C.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	475	(187)	-	-
Unión Fenosa Minería B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	-	138	15	(7)
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary) LTD	Suecia	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	-	73	16	(21)
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	95,83	27	(1)	(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 17, que también se asignan a la Sociedad dominante.



2. Sociedades de control conjunto

Gas Directo, S.A.	España	Distribución de gas	I.P.	30,0	7	(2)	-
Gasifica, S.A.	España	Distribución de gas	I.P.	55,0	10	1	-
Infraestructuras de Gas, S.A.	España	Distribución de gas	I.P.	42,5	-	3	(23)
Cilento Red Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.P.	60,0	4	(1)	-
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Distribución de gas	I.P.	43,6	1	-	-
Barras Eléctricas Galiaico Asturianas, S.A.	España	Distribución de electricidad	I.P.	44,9	16	137	-
Eléctrica Conquense de Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	I.P.	49,4	1	3	-
Gas Natural West Africa, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	40,0	-	-	-
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	29,0	-	-	-
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	60,0	-	(3)	-
Palenque Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Infraestructuras de gas	I.P.	50,0	6	(6)	-
Planta de Regeneración de Seguridad, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	21,3	2	6	(24)
Begas - Services, S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	I.P.	40,7	1	-	-
Spanish Egyptian Gas Company S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	I.P.	40,0	306	(25)	32
Unión Ferreas Gas Explotación y Producción, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	50,0	44	(2)	(8)
CK4 Energía S.A. de C.V.	México	Provisionamiento y comercialización de gas	I.P.	42,5	1	11	-
Unión Ferreas Gas Comercializadora, S.A.	España	Provisionamiento y comercialización de gas	I.P.	60,0	2	64	-
Unión Ferreas Gas, S.A.	España	Provisionamiento y comercialización de gas	I.P.	50,0	33	596	-
Alas Capital & Gas Natural S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	40,0	1	-	-
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	44,9	1	2	-
Castiños, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	33,3	2	8	1
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.J.E.	España	Generación de Electricidad	I.P.	19,9	-	-	-
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	40,0	5	8	2
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	36,8	17	3	5
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	50,0	10	29	10
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	I.P.	47,6	63	71	65
Energías Eléctricas de Fuenteventura, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	50,0	1	-	-
Eléctrica Tramuntana 12, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	-	-	-



Edifica Tramuntana 18, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 14, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 15, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 16, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 21, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 22, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 23, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 24, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 71, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	1	-	-	-
Edifica Tramuntana 72, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana 73, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	-	-	-	-
Edifica Tramuntana, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	80,0	1	-	-	(1)
Molinos de la Rioja, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	33,3	3	-	-	3
Molinos del Clacazo, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	50,0	10	-	-	8
Montoro 2000, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	48,0	6	-	-	4
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.P.	50,0	96	-	-	27
Parque Edizo Sierra del Merengue, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	50,0	-	-	-	(106)
Toledo PV, A.E.I.E.	España	Generación de Electricidad	I.P.	33,3	-	-	-	-
Alliance, S.A.	México	Telecomunicaciones	I.P.	49,9	-	-	-	-
Chess Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Servicios Ingeniería	I.P.	41,2	4	-	-	3
Eléctrica Conquesa, S.A.	España	Servicios	I.P.	46,4	3	-	-	1
UTE ESE Clacaz - Gas Natural	España	Servicios	I.P.	50,0	-	-	-	-
Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	50,0	6	-	-	(6)
Ecoléctrica Holding, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	63	-	-	-
Ecoléctrica United	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.P.	47,5	1	-	-	-



3. Activos y operaciones controladas conjuntamente

Nombre	País	Actividad	% de Participación	
			Total	
Soquerdn	España	Infraestructuras de gas	4,5%	
Casablanca	España	Infraestructuras de Gas	3,5%	
Chipirón	España	Infraestructuras de gas	2,0%	
Montarazo	España	Infraestructuras de gas	17,1%	
Morich - 1	España	Infraestructuras de gas	20,0%	
Villaviciosa	España	Infraestructuras de gas	70,0%	
Bezans / Bequanzo	España	Infraestructuras de gas	60,0%	
Grancá	España	Infraestructuras de gas	50,0%	
Roséballo	España	Infraestructuras de gas	4,0%	
Sesiao Knutsan	España	Infraestructuras de gas	50,0%	
Ibélica Knutsan	España	Infraestructuras de gas	50,0%	
Tánger Larache	Marruecos	Infraestructuras de gas	40,0%	
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	España	Generación de electricidad	34,3%	
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	España	Generación de electricidad	11,3%	
Comunidad de bienes Central Técnica de Anllares	España	Generación de electricidad	86,7%	
Comunidad de bienes Central Técnica de Asoca	España	Generación de electricidad	50,0%	



4. Sociedades asociadas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación	Participación		Patrimonio neto			
				Total	% de	Capital	Reservas	Resultados 2012	Dividendo a cuentas
Qatix LNG S.A.O.C.	Omán	Infraestructuras de Gas	P.E.	3,7	55	15	188	(2)	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	España	Infraestructuras de Gas	P.E.	11,8	47	25	11	-	
Enervent, S.A.	España	Generación de Electricidad	P.E.	26,0	2	5	1	-	
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Generación de Electricidad	P.E.	20,0	3	2	3	-	
Sistemas Energéticos Mas Garrido, S.A.	España	Generación de Electricidad	P.E.	18,0	2	2	2	-	
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A.	España	Generación de Electricidad	P.E.	48,0	82	8	(1)	-	
Kromschroeder, S.A.	España	Servicios	P.E.	42,5	1	10	-	-	
CER's Commercial Corp	Panamá	Servicios	P.E.	25,0	-	-	-	-	
3G Holdings Limited	Reino Unido	Servicios	P.E.	10,0	-	-	-	-	
Torre Maranostrum, S.L.	España	Servicios	P.E.	45,0	6	10	1	-	
Bluemobility System, S.L.	España	Servicios	P.E.	20,0	-	-	-	-	
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Servicios	P.E.	20,0	-	-	-	-	



ANEXO II Variaciones en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2013 fueron las siguientes:



gasNatural SDG, S.A.

Denominación de la entidad	Categoría de la operación	Fecha efectiva de la operación	Derechos de voto adquiridos / dados de baja (%)	Derechos de voto tras la operación (%)	Método de Integración tras la operación
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Enajenación	11 de febrero	83,7	-	-
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Enajenación	11 de febrero	83,7	-	-
Operación & Mantenimiento La Caridad, S.A. de C.V.	Constitución	4 de marzo	100,0	100,0	Global
Gas Natural Servicios Económicos, S.A.S.	Constitución	20 de marzo	100,0	100,0	Global
Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A.	Constitución	17 de abril	100,0	100,0	Global
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	Constitución	17 de abril	100,0	100,0	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	30 de abril	0,6	95,4	Global
CER's Commercial Corp	Adquisición	12 de junio	25,0	25,0	Participación
Energía del Río San Juan Corp	Adquisición	12 de junio	100,0	100,0	Global
Hidroeléctrica Río San Juan, S.A.S. ESP	Adquisición	12 de junio	100,0	100,0	Global
Gas Navarra, S.A.	Adquisición	21 de junio	10,0	100,0	Global
Unión Fenosa Comercial, S.L.	Liquidación	1 de junio	100,0	-	-
Eufor-Energía Espaciais de Portugal Unipessoal, Lda	Enajenación	1 de julio	100,0	-	-
Zemer Energía, S.A., de C.V.	Enajenación	5 de julio	50,0	-	-
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Liquidación	18 de julio	100,0	-	-
Gas Natural Fenosa Perú, S.A	Constitución	7 de agosto	100,0	100,0	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	12 de noviembre	0,2	95,6	Global
Molinos del Uñares, S.A.	Liquidación	13 de noviembre	25,0	-	-
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.U.	Liquidación	29 de noviembre	100,0	-	-
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Constitución	2 de diciembre	100,0	100,0	Global
UTE La Energía Gas Natural Electricidad	Liquidación	4 de diciembre	100,0	-	-
Lantarón Energía, S.L.	Liquidación	5 de diciembre	100,0	-	-
Biogás Doña Juana, S.A. ESP	Enajenación	19 de diciembre	49,8	-	-
Generación Panamá, S.A.	Liquidación	27 de diciembre	100,0	-	-
Repsol-Gas Natural LNG, S.L.	Adquisición	30 de diciembre	50,0	100,0	Global

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2012 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
Transnatura, S.R.L. de C.V.	Enajenación	31 de enero	50,0%	-	-
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.	Adquisición	10 de febrero	11,4%	83,7%	Global
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.	Adquisición	10 de febrero	10,0%	83,7%	Global
Capital Telecom Honduras, S.A.	Adquisición	14 de febrero	100%	100%	Global
GEM Suministro de Gas 3, S.L.	Enajenación	29 de febrero	100%	-	-
GEM Suministro de Gas SUR 3, S.L.	Enajenación	29 de febrero	100%	-	-
Energías Especiales de Extremadura, S.A.	Adquisición	6 de marzo	20,6%	90,0%	Global
U.F. Telecomunicación El Salvador, S.A. de C.V.	Adquisición	10 de marzo	100%	100%	Global
Fenosa Wind, S.L.	Adquisición	28 de abril	15,0%	100%	Global
Eólica de Cordales, S.L.U.	Enajenación	26 de abril	100%	-	-
Eólica de Cordales Bie, S.L.U.	Enajenación	26 de abril	100%	-	-
Gas Natural International, Ltd.	Liquidación	30 de abril	100%	-	-
Eólicos Singulares 2006, S.A.	Liquidación	23 de mayo	49,0%	-	-
Andaluz de Energía Solar Cuarta, S.L.	Liquidación	29 de mayo	75,0%	-	-
Euler-Caelano Energías Renovables Ltd	Enajenación	11 de junio	54,0%	-	-
Energías Eólica de Lanzarote, S.L.	Enajenación	22 de junio	60,0%	-	-
Electra del Jallas, S.A.U.	Adquisición	28 de junio	0,1%	100%	Global
Pacific Power Holdings Nº 2 BV	Adquisición	01 de julio	100%	100%	Global
Soluzioni, S.A. (Bolivia)	Liquidación	02 de julio	100%	-	-
Europe Maghreb Pipeline, Ltd	Adquisición	02 de julio	4,6%	77,2%	Global
Energía Temosolar los Monagros, S.L.	Adquisición	31 de julio	10%	100%	Global
O Novo Aquilón, S.L.	Liquidación	09 de octubre	60%	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	Liquidación	26 de octubre	54%	-	-
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.	Enajenación	31 de octubre	100%	-	-
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	19 de noviembre	0,9%	94,8%	Global
Berrybank Development Pty, Ltd.	Adquisición	19 de noviembre	0,9%	94,8%	Global
Crookwell Development Pty, Ltd.	Adquisición	19 de noviembre	0,9%	94,8%	Global
Hawkesdale Development Pty, Ltd.	Adquisición	19 de noviembre	0,9%	94,8%	Global
Ryan Corner Development Pty, Ltd.	Adquisición	19 de noviembre	0,9%	94,8%	Global
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L.	Adquisición	03 de diciembre	40%	100%	Global
Aibitona Distribuzione Gas, S.R.L.	Adquisición	03 de diciembre	40%	100%	Global
Sistemas Energéticos Passanani, S.L.U.	Adquisición	12 de diciembre	100%	100%	Global
Metragaz, S.A.	Adquisición	20 de diciembre	4,4%	78,7%	Global
Gas Natural Fenosa Renovables Rurafía, S.L.U.	Enajenación	21 de diciembre	49%	51%	Global
Gas Natural de México, S.A. de C.V.	Enajenación	31 de diciembre	0,9%	70,9%	Global
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Enajenación	31 de diciembre	1,0%	71,0%	Global

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 Madrid SDG, S.A.
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	Gas Natural Rioja, S.A.
Boreas Edifica 2, S.A.	Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Gas Natural Transporte SDG, S.L.
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	Gas Natural Wind 4, S.L.U.
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Gas Natural Wind Canarias, S.L.U.
Energía Termosolar de los Moncayos, S.L.	Gas Navarra, S.A.
Europe Magreb Pipeline Limited	General de Edificios y Solares, S.L.
Explotaciones Edificas Sierra de Utrera, S.L.	HispanoGas de Extracciones, S.L.
Fenosa Wind, S.L.	Holdings Negocios Regulados Gas Natural, S.A.
Fenosa, S.L.U.	JGC Cogeneración Dalmiel, S.L.
Gas Natural Almacенamientos Andalucía, S.A.	La Energía, S.A.
Gas Natural Andalucía, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.
Gas Natural Capital Markets, S.A.	Lignitos de Melrama, S.A.
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Petroleum, Oil&Gas España, S.A.
Gas Natural Cegas, S.A.	Pizarra Mahide, S.L.
Gas Natural Comercial SDG, S.L.	Sagane, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Sistemas Energéticos Passanant S.L.U.
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L.
Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Sociedad Edifica de Fenderrocada, S.A.
Gas Natural Exploración, S.L.	Tratamiento Clínica Medio, S.L.
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.U.	Tratamiento de Almazán, S.L.
Gas Natural Fenosa Nuclear, S.L.U.	Unión Fenosa Comercial, S.L.
Gas Natural Fenosa Renovables Andalucía, S.L.U.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables Castilla La Mancha, S.L.U.	Unión Fenosa Financiación, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	Unión Fenosa Internacional, S.A.
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Unión Fenosa Minería, S.A.
Gas Natural Informática, S.A.	Unión Fenosa Preferencias, S.A.U.
Gas Natural Internacional SDG, S.A.	



GAS NATURAL, FENOSA

Las Cuentas anuales Consolidadas – Balance de situación consolidado, Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, Estado consolidado de resultados global, Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, Estado de flujos de efectivo consolidado y Memoria consolidada – del ejercicio 2013 de Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades Dependientes, que se contienen en el presente documento, han sido formuladas por el Consejo de Administración de la Sociedad Gas Natural SDG, S.A. en sesión de 31 de enero de 2014 y se firman, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Salvador Gabarró Serra
Presidente

D. Antonio Brufau Nubó
Vicepresidente

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Enrique Aicantara García
Irazoqui
Consejero

D. Xabier Añoveros Trías de Bes
Consejero

D. Demetrio Cancellor Arca
Consejero

D. Santiago Subo Copo
Consejero

D. Nemesio Fernández-Cuesta
Luca de Tena
Consejero

D. Felipe González Márquez
Consejero

D. Emiliiano López Achurra
Consejero

D. Carlos Losada Marrodán
Consejero

D. Juan María Nin Génova
Consejero

D. Heribert Padrol Munté
Consejero

D. Juan Rosell Lastortras
Consejero

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero

D. Miguel Valls Masada
Consejero

Gas Natural Fenosa
Informe 2013



Informe de Gestión consolidado

Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013.



Índice

1. Situación de la entidad	1
2. Evolución y resultado de los negocios	4
3. Sostenibilidad	38
4. Principales riesgos e incertidumbres	41
5. Evolución previsible del grupo	46
6. Actividades de I+D+I	47
7. Informe Anual de Gobierno Corporativo	48
8. Acciones propias	48
9. Hechos posteriores	48



1. Situación de la entidad

1.1. Modelo de negocio

Gas Natural Fenosa posee un modelo de negocio caracterizado por realizar una gestión responsable y sostenible de todos los recursos de los que se sirve. El compromiso con la sostenibilidad y con la creación de valor a lo largo del tiempo, se concreta en la política de responsabilidad corporativa, aprobada por el Consejo de Administración, presente en todo el proceso de negocio de la compañía que asume siete compromisos de responsabilidad corporativa con sus grupos de interés y que guían su forma de actuar: compromiso con los resultados, orientación al cliente, protección del medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad.

Gas Natural Fenosa es una compañía de energía integrada que suministra gas y electricidad a más de 20 millones de clientes. Su objetivo principal es proveer de energía a la sociedad para maximizar su desarrollo y su bienestar, convirtiendo la innovación, la eficiencia energética y la sostenibilidad en pilares fundamentales del modelo de negocio. Es líder en el sector energético y pionera en la integración del gas y la electricidad. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se desarrolla a través de un amplio número de empresas básicamente en España, resto de Europa, Latinoamérica y África y se apoya en cinco grandes negocios:

- **Distribución de gas Europa (España y Resto)**

Gas Natural Fenosa mantiene una posición de liderazgo en los mercados donde opera, lo que le permite aprovechar las oportunidades de crecimiento orgánico, tanto por la captación de nuevos clientes en municipios con gas, como por la expansión de redes a zonas no gasificadas. Es líder en España y cuenta con una sólida presencia en Italia.

- **Distribución de electricidad Europa (España y Resto)**

Gas Natural Fenosa es uno de los operadores más eficientes en términos de costes de operación y mantenimiento del negocio de distribución eléctrica. Gas Natural Fenosa es el tercer operador en el mercado español y es líder en Moldavia.

- **Gas (Infraestructuras, Aprovisionamiento y Comercialización y Unión Fenosa Gas)**

Gas Natural Fenosa posee una infraestructura de gas única e integrada que dota al negocio de gran estabilidad, proporciona flexibilidad a las operaciones y permite transportar el gas hacia las mejores oportunidades de negocio.

Para Gas Natural Fenosa los proveedores son actores fundamentales en el óptimo funcionamiento de la cadena de valor, por ello establece contratos a largo plazo, asume el compromiso con la sociedad en la que opera y minimiza su impacto medioambiental, garantizando con ello el suministro.

Gas Natural Fenosa responde con sus servicios de valor añadido a las exigencias de rapidez, garantía, calidad y eficiencia energética que requieren los clientes.

- **Electricidad (España y Resto)**

Gas Natural Fenosa tiene un amplio conocimiento en todas las tecnologías de generación y cuenta con una infraestructura de implantación energética capaz de ajustarse a las



necesidades de cada modelo energético y a la realidad de cada país. El aprovisionamiento de un gas competitivo y flexible permite a la compañía obtener mejores márgenes frente a sus competidores en la gestión de sus ciclos combinados.

La posición de liderazgo en la comercialización combinada de gas natural y electricidad presenta importantes ventajas como menor coste de servicio, un servicio integrado al cliente y menores costes de adquisición, sin olvidar la consecución de una mayor vinculación con los clientes.

- **Latinoamérica (Distribución de gas, Distribución de electricidad y Electricidad)**

En el negocio de Distribución de gas Gas Natural Fenosa está presente en México, Colombia, Brasil y Argentina.

En el negocio de Distribución de electricidad Gas Natural Fenosa está presente en Panamá y Colombia.

En el negocio de Electricidad Gas Natural Fenosa está presente en México, Puerto Rico, República Dominicana, Costa Rica y Panamá.

En consecuencia, la presencia a lo largo de toda la cadena de valor del gas dota a Gas Natural Fenosa de una ventaja competitiva convirtiendo a la compañía en líder en el sector. La capacidad de gestión y experiencia en electricidad, junto con su posición única de integración del mercado de gas y electricidad, convierte a la compañía en referente en este sector. La presencia internacional garantiza una posición privilegiada para capturar el crecimiento de nuevas regiones en el proceso de desarrollo económico, convirtiéndola en uno de los principales operadores del mundo.

En el Anexo I de las Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las empresas participadas por Gas Natural Fenosa.



1.2. Gobierno Corporativo

Gas Natural Fenosa desarrolla y mantiene actualizadas de modo continuado sus normas de gobierno corporativo, con el objetivo de implantar las recomendaciones y mejores prácticas de buen gobierno. Este conjunto normativo está formado por:

- Estatutos Sociales.
- Reglamento de la Junta General de Accionistas.
- Reglamento del Consejo de Administración y sus Comisiones.
- Código Interno de Conducta en materia relativa a los Mercados de Valores.
- Código Ético.
- Política de Responsabilidad Corporativa.

Gas Natural Fenosa ha continuado potenciando su compromiso con la transparencia y las buenas prácticas en cuyo desarrollo participan la Junta General de Accionistas, el Consejo de Administración y sus comisiones: Comisión Ejecutiva, Comisión de Nombramientos y Retribuciones y Comisión de Auditoría y Control. También el Comité de Dirección desempeña un papel relevante.

Una descripción más detallada de las mismas se puede consultar en el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2013 anexo a este Informe de gestión.

El Consejo de Administración es el órgano de representación de la entidad y, al margen de las decisiones reservadas a la Junta General, es el máximo órgano de decisión de Gas Natural Fenosa. En particular son de su competencia:

- Determinar las orientaciones estratégicas y los objetivos económicos.
- Supervisar y verificar que los miembros del primer nivel de dirección cumplen con la estrategia y los objetivos.
- Asegurar la viabilidad futura de la sociedad y su competitividad.
- Aprobar los códigos de conducta.

La Comisión Ejecutiva es el Órgano delegado del Consejo de Administración encargado del seguimiento continuo de la gestión de la compañía.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propone los criterios de retribución de los consejeros y la política general de remuneraciones de la Dirección. Por otra parte, revisa la estructura y composición del Consejo, supervisa el proceso de incorporación de nuevos miembros y establece las directrices para el nombramiento de directivos.

La Comisión de Auditoría y Control supervisa los sistemas y la eficacia del control interno y de los sistemas de gestión de riesgos de la sociedad; la elaboración de la Información financiera y los servicios de auditoría interna.

El Comité de Dirección 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 evaluar a los máximos Órganos de Gobierno las propuestas de las actuaciones que puedan afectar a la consecución del Plan Estratégico de la compañía. Asimismo, todos los miembros del Comité de Dirección participan en la elaboración 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.



2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del ejercicio 2013

En un contexto de *stress* regulatorio el beneficio neto del ejercicio 2013 aumenta un 0,3% respecto al del año anterior y se sitúa en 1.445 millones de euros. La solidez y diversificación del modelo de negocio consolidando la contribución creciente del ámbito internacional y la potenciación de la fortaleza financiera en una senda de desapalancamiento y mayor eficiencia han posibilitado estos resultados.

El ebitda consolidado del ejercicio alcanza los 5.085 millones de euros y aumenta un 0,1% respecto al del año anterior, apoyado en la diversificación y contribución creciente del ámbito internacional y en el equilibrio aportado por el perfil de negocio de Gas Natural Fenosa, que permite compensar la disminución de la contribución de los negocios en España, tanto por el incremento de la presión fiscal de la Ley 15/2012 en la actividad de generación de electricidad en España, como por los impactos del reciente Real Decreto-ley 9/2013 en las actividades de generación de electricidad en España y en la distribución de electricidad en España.

El ebitda de las actividades Internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 2,2% y representa un 44,1% del total consolidado frente a un 43,2% en el año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 1,6% debido, básicamente, al descenso de la actividad de distribución de electricidad (-4,1%) y de la actividad de electricidad (-12,7%) consecuencia del fuerte impacto que han supuesto las medidas regulatorias contenidas en la Ley 15/2012 y el Real Decreto-ley 9/2013 y que se han elevado a 455 millones de euros en el ejercicio 2013.

Continúa el desapalancamiento de la sociedad y la deuda financiera neta alcanza a 31 de diciembre de 2013 los 14.641 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 49,4% y el ratio deuda financiera neta/ebitda en 2,9 veces. La reestructuración progresiva de la deuda financiera permite una óptima adaptación al perfil de los negocios, consolidándose como un elemento clave en la creación sostenida de valor.

El pasado 25 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa se adjudicó el concurso convocado por el Estado peruano para extender el servicio de gas natural a 4 ciudades del suroeste del país. Con la entrada en Perú, la compañía consolida y amplía su presencia en Latinoamérica.

Asimismo, en julio de 2013 Gas Natural Fenosa firma dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el período 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima se inicie en 2017.

Gas Natural Fenosa seguirá operando sus dos distribuidoras eléctricas (Edemet y Edechi) en Panamá durante los próximos 15 años tras la adjudicación por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña el pasado 14 de agosto de 2013.

Gas Natural Fenosa aumenta su presencia en el mercado asiático con la firma, en septiembre de 2013, de un contrato de suministro de gas natural a la empresa energética surcoreana Kogas durante los dos próximos años.

En noviembre de 2013 Gas Natural Fenosa presentó la actualización de las líneas estratégicas para el período 2013-2015 y una visión estratégica hasta el 2017 con el objetivo de adecuarlas al contexto macroeconómico y energético actual y a los impactos regulatorios.



2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	24.989	24.904	0,3
Ebitda ¹	5.085	5.080	0,1
Beneficio de explotación	2.963	3.067	(3,4)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	1.445	1.441	0,3
Flujos de efectivo actividades explotación	3.461	3.437	0,4
Inversiones	1.636	1.386	18,0
Patrimonio neto	15.010	14.879	0,9
Patrimonio neto atribuido	13.444	13.261	1,4
Deuda financiera neta (a 31/12)	14.641	15.995	(8,5)

¹ Ebitda = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas - Otros Resultados

Principales ratios financieros

	2013	2012
Endeudamiento ¹	49,4%	51,8%
Ebitda / Resultado financiero	6,1x	5,8x
Deuda financiera neta / Ebitda	2,9x	3,1x
Ratio de liquidez ²	1,2x	1,5x
Ratio de solvencia ³	1,1x	1,1x
Rentabilidad sobre el patrimonio neto ⁴	10,7%	10,9%
Retorno de los activos ⁵	3,2%	3,1%

¹ Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto)

² Activos corrientes/Pasivos corrientes

³ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes

⁴ ROE: Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido

⁵ ROA: Resultado atribuible/Total activos

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2013	2012
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	996.402
Cotización a 31/12 (euros)	18,69	13,58
Capitalización bursátil (millones de euros)	18.708	13.589
Beneficio por acción (euros)	1,44	1,45
Patrimonio neto atribuido por acción (euros)	13,43	13,25
Relación cotización-beneficio (PER)	12,9x	9,4x
EV/ Ebitda ¹	6,6x	5,8x
Pay-out (%)	62,1	62,1
Dividendo total ² (millones de euros)	898	895
Dividendo por acción	0,90	0,89

¹ EV: Valor Empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta

² Considerando el importe total equivalente destinado a dividendos. En 2013, incluye dividendo complementario por 505 millones de euros pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas.



Principales magnitudes físicas

	2013	2012	%
Distribución gas Europa:			
Ventas - ATR ¹	194.975	199.418	(2,2)
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):	5.627	5.573	1,0
Distribución electricidad Europa:			
Ventas - ATR ¹	35.307	36.288	(2,7)
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12):	4.618	4.608	0,2
TIEPI ² (minutos)	47	33	42,4
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	326.923	328.058	(0,3)
España	229.419	230.450	(3,8)
Minoristas Italia	2.992	2.844	5,2
Resto	94.512	86.764	8,9
Unión Fenosa Gas³:			
Comercialización de gas en España (GWh)	24.228	27.842	(13,0)
Resto de ventas de gas (GWh)	10.245	14.100	(27,3)
Transporte de gas – EMPL (GWh)	122.804	116.347	5,5
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	34.342	37.790	(9,1)
España:	33.785	37.144	(9,0)
Hidráulica	4.434	1.665	166,3
Nuclear	4.287	4.434	(3,3)
Carbón	5.430	7.724	(29,7)
Ciclos combinados	16.593	20.602	(19,5)
Renovables	3.041	2.719	11,8
Resto:			
Fuel – gas	557	646	(13,8)
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.840	12.939	(0,8)
España:	12.728	12.827	(0,8)
Hidráulica	1.914	1.907	0,4
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Fuel – gas	-	157	-
Ciclos combinados	6.998	6.998	-
Renovables	1.147	1.113	3,1
Resto:			
Fuel – gas	112	112	-

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

³ Magnitudes al 50% (porcentaje de participación)

	2013	2012	%
Latinoamérica:			
Distribución de gas:			
Ventas - ATR ¹	229.833	210.358	9,3
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):	6.321	6.090	3,8
Distribución de electricidad:			
Ventas - ATR ¹	16.443	18.074	(9,0)
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12):	2.925	3.701	(21,0)
Energía eléctrica producida (GWh):			
Hidráulica	320	370	(13,5)
Ciclos combinados	17.980	16.951	6,1
Fuel - gas	1.114	1.137	(2,0)
Capacidad de generación eléctrica (MW):			
Hidráulica	73	73	-
Ciclos combinados	2.298	2.298	-
Fuel - gas	209	209	-

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

2.3. Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	2013 %s/total		2012 %s/total		% 2013/2012
Distribución de gas Europa	1.597	6,4	1.563	6,3	2,2
<i>España</i>	1.283	5,1	1.266	5,1	1,3
<i>Resto</i>	314	1,3	297	1,2	5,7
Distribución de electricidad Europa	1.087	4,4	1.102	4,4	(1,4)
<i>España</i>	645	3,4	852	3,4	(0,8)
<i>Resto</i>	242	1,0	250	1,0	(3,2)
Gas	12.914	51,7	12.673	50,9	1,9
<i>Infraestructuras</i>	313	1,3	306	1,2	2,3
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	11.570	46,3	11.220	45,1	3,1
<i>Unión Fenosa Gas</i>	1.031	4,1	1.147	4,6	(10,1)
Electricidad	6.029	24,1	6.322	25,4	(4,6)
<i>España</i>	5.927	23,7	6.194	24,9	(4,3)
<i>Resto</i>	102	0,4	128	0,5	(20,3)
Latinoamérica	6.342	25,4	6.354	25,5	(0,2)
<i>Distribución de gas</i>	3.260	13,1	2.982	12,0	9,3
<i>Distribución de electricidad</i>	2.121	8,5	2.513	10,1	(15,6)
<i>Electricidad</i>	961	3,8	859	3,4	11,9
Otras actividades	655	2,6	613	2,5	6,9
Ajustes de consolidación	(3.655)	(14,6)	(3.723)	(14,9)	(1,8)
Total	24.989	100,0	24.904	100,0	0,3

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2013 asciende a 24.989 millones de euros y registra un aumento del 0,3% respecto al del año anterior, principalmente por el crecimiento de la actividad de distribución de gas en Latinoamérica y de la actividad internacional mayorista de gas.

Ebitda

	2013 %e/total		2012 %e/total		% 2013/2012
Distribución de gas Europa	1.009	19,8	983	19,4	2,6
<i>España</i>	917	18,0	900	17,7	1,9
<i>Resto</i>	92	1,8	83	1,6	10,8
Distribución de electricidad Europa	623	12,3	648	12,8	(3,9)
<i>España</i>	588	11,6	613	12,1	(4,1)
<i>Resto</i>	35	0,7	35	0,7	0,0
Gas	1.244	24,5	1.217	24,0	2,2
<i>Infraestructuras</i>	258	5,1	225	4,4	14,7
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	863	17,0	736	14,5	17,3
<i>Unión Fenosa Gas</i>	123	2,4	256	5,0	(52,0)
Electricidad	801	15,8	919	18,1	(12,8)
<i>España</i>	789	15,5	904	17,8	(12,7)
<i>Resto</i>	12	0,2	15	0,3	(20,0)
Latinoamérica	1.301	25,6	1.267	24,9	2,7
<i>Distribución de gas</i>	686	13,5	640	12,6	7,2
<i>Distribución de electricidad</i>	340	6,7	366	7,2	(7,1)
<i>Electricidad</i>	275	5,4	261	5,1	5,4
Otras actividades	107	2,1	46	0,9	132,8
Total	5.085	100,0	5.080	100,0	0,1

El ebitda consolidado del ejercicio 2013 alcanza los 5.085 millones de euros, con un aumento del 0,1% respecto al del ejercicio 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 los impactos de la Ley 15/2012 y del Real Decreto-ley 9/2013.

El ebitda generado en Latinoamérica representa el 25,6% del total consolidado y está compuesto por las actividades reguladas de gas y electricidad, así como por la generación de electricidad.

La actividad regulada de distribución de gas y electricidad en Europa contribuye con un 32,1% y la actividad de generación eléctrica un 15,8%.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 2,2% y representa un 44,1% del total consolidado frente a un 43,2% en el año anterior. Este crecimiento tiene su origen en un aumento significativo de la comercialización de gas y en el desarrollo de la actividad en Latinoamérica. Por el contrario, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 1,6% y disminuye su peso relativo en el total consolidado hasta el 55,9%.

Resultado de explotación

	2013 %s/total		2012 %s/total		% 2013/2012
Distribución de gas Europa	684	23,0	664	21,6	2,6
<i>España</i>	621	21,0	611	19,9	1,6
<i>Resto</i>	60	2,0	53	1,7	13,2
Distribución de electricidad Europa	391	13,2	415	13,5	(5,8)
<i>España</i>	362	12,2	386	12,6	(6,2)
<i>Resto</i>	29	1,0	29	0,9	0,0
Gas	830	28,0	923	30,1	(10,1)
<i>Infraestructuras</i>	160	5,4	161	5,2	(0,6)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	786	26,5	861	21,6	18,9
<i>Unión Fenosa Gas</i>	(116)	(3,9)	101	3,3	(214,9)
Electricidad	165	5,6	279	9,1	(40,9)
<i>España</i>	158	5,3	269	8,8	(41,3)
<i>Resto</i>	7	0,2	10	0,3	(30,0)
Latinoamérica	901	30,4	839	27,4	7,4
<i>Distribución de gas</i>	557	18,8	509	16,6	9,4
<i>Distribución de electricidad</i>	182	6,1	180	5,9	1,1
<i>Electricidad</i>	162	5,5	150	4,9	8,0
Otras actividades	(5)	(0,2)	(53)	(1,7)	(90,6)
Total	2.963	100,0	3.067	100,0	(3,4)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro de inmovilizado ascienden a 1.907 millones de euros y registran un aumento del 6,1% debido básicamente al registro de un deterioro por importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural.

Las provisiones se sitúan en 228 millones de euros frente a 236 millones de euros en 2012 y junto con unos resultados procedentes de la enajenación de activos de 11 millones de euros (20 millones de euros en 2012) sitúan el beneficio operativo en 2.963 millones de euros, un 3,4% inferior al del año anterior.



Resultado financiero

El resultado financiero de 2013 es de 838 millones de euros (874 millones de euros en 2012) inferior al ejercicio anterior debido al efecto de un menor saldo de deuda bruta, aunque a un coste ligeramente superior, junto con un mayor volumen de tesorería.

Impuesto sobre beneficios

En el mes de junio de 2013 las Juntas de Accionistas de algunas sociedades del grupo aprobaron acogerse a la actualización de balances conforme a la Ley 16/2012 de 27 de diciembre, lo que ha supuesto registrar un crédito fiscal neto en "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada 109 millones de euros.

Como consecuencia de dicha actualización, la tasa efectiva del ejercicio 2013 ha ascendido al 22,0%, inferior a la registrada en el año anterior del 24,8%.

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 y Colombia.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2013 asciende a 219 millones de euros, cifra 3 millones de euros superior a la del año anterior.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2013	2012	%
Inversiones materiales e intangibles	1.494	1.357	10,1
Inversiones financieras	142	29	389,7
Total Inversiones	1.636	1.386	18,0

Las inversiones materiales e intangibles del periodo alcanzan los 1.494 millones de euros, con un incremento del 10,1% respecto a las del año anterior. Este crecimiento se debe fundamentalmente a la inversión en generación de electricidad en el ámbito internacional (México).

Las inversiones financieras de 2013 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 14,9% (junto con el % proporcional del préstamo del accionista) en Medgaz por un total de 101 millones de euros.

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

	2013	2012	%
Distribución de gas Europa	309	298	3,7
<i>España</i>	278	257	8,6
<i>Resto</i>	30	41	(26,8)
Distribución de electricidad Europa	238	285	(18,5)
<i>España</i>	224	269	(16,7)
<i>Resto</i>	14	16	(12,5)
Gas	66	83	(11,1)
<i>Infraestructuras</i>	12	25	(52,0)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	26	27	(7,4)
<i>Unión Fenosa Gas</i>	19	11	72,7
Electricidad	176	182	(3,3)
<i>España</i>	176	182	(3,3)
<i>Resto</i>	-	-	-
Latinoamérica	559	372	50,3
<i>Distribución de gas</i>	181	177	2,3
<i>Distribución de electricidad</i>	128	132	(3,0)
<i>Electricidad</i>	250	63	296,8
Otras actividades	156	157	(0,6)
Total inversiones materiales e Intangibles	1.494	1.357	10,1

Gas Natural Fenosa destina el 57,3% de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad en Europa y Latinoamérica, lo que permite afianzar la contribución de dichas actividades al ebitda consolidado.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen un 4,0% aunque sigue siendo el principal destinatario de la inversión con el 55,7% de las inversiones consolidadas en 2013 (63,9% en el año anterior), mientras que las inversiones en el ámbito internacional representan el 44,3% restante y crecen un 35,0% con respecto al mismo ejercicio.

En Latinoamérica, México es el principal foco de inversión por la construcción del parque eólico de 234 MW que ha supuesto una inversión acumulada durante el presente ejercicio de 161 millones de euros.

Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2013 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 16.010 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 13.444 millones de euros y representa un crecimiento del 1,4% respecto al 31 de diciembre de 2012.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2013 el número total de acciones ordinarias es de 1.000.689.341 acciones, representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de 1 euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y con los mismos derechos políticos y económicos.

A 31 de diciembre de 2013, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. son las siguientes:

	% participación
Grupo "la Caixa"	34,6
Grupo Repsol	30,0
Sonatrach	4,0

Para información adicional referirse a la Nota 12 de la Memoria Consolidada.



Ejercicio 2013

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2013 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 898 millones de euros a dividendos. Esta propuesta supone un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,8% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2013 de 18,895 euros por acción.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 29 de noviembre de 2013, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2013 de 0,393 euros por acción, por un importe total de 393 millones de euros, a pagar a partir del día 8 de enero de 2014.

Ejercicio 2012

La aplicación del resultado del ejercicio 2012 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2013 supuso destinar 895 millones de euros en efectivo a dividendos y alcanzar un *pay-out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 6,6% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2012 de 13,58 euros por acción.

Consecuentemente, y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) se distribuyó un dividendo bruto total de 0,894 por acción.

Deuda financiera neta

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	2013	2012	%
Deuda financiera neta	14.641	15.995	(8,6)

A 31 de diciembre de 2013 la deuda financiera neta alcanza los 14.641 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 49,4%. Si no se incluyese la financiación del déficit de tarifa la deuda financiera neta alcanzaría los 14.156 millones de euros y el ratio de endeudamiento se situaría en el 46,5%.

Los ratios de Deuda neta/Ebitda y Ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de diciembre de 2013 en 2,9x (2,8x si se considera la deuda neta descontando el déficit de tarifa) y en 6,1x, 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 emitido entre emisiones y ampliaciones 25.301 millones de euros, de los cuales 9.662 millones de euros se han emitido en el ejercicio actual. Gas Natural Fenosa ha recibido la parte correspondiente por un importe agregado de 2.873 millones de euros, de los cuales 1.079 millones de euros se han recibido durante el ejercicio 2013.

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2014	2015	2016	2017	Post 2018
Vencimientos de la deuda neta	643	1.157	1.380	1.956	9.506

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2013.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 87,7% tiene vencimiento igual o posterior al año 2016. La vida media de la deuda neta se sitúa alrededor de 5 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 82,2% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 17,8% restante a tipo variable. El 4,4% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 95,6% restante a largo plazo.

A 31 de diciembre de 2013 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 11.613 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 2013 se sitúan en 3.216 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 1.945 millones de euros tras la ampliación del programa el pasado 30 de mayo en 2.000 millones de euros adicionales hasta los 14.000 millones de euros actuales, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 854 millones de euros, y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales en Panamá así como el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia, que conjuntamente suponen 417 millones de euros.

El pasado mes de enero de 2013 se cerró una nueva emisión de bonos en el mercado de capitales a diez años por un importe de 600 millones de euros con un cupón anual del 3,875% bajo el programa de EMTN; asimismo, y bajo el mismo programa, durante el mes de febrero se realizó la primera emisión en divisa distinta del Euro, en concreto, 250 millones de francos suizos con un cupón anual de 2,125% y un vencimiento de 6 años. Posteriormente, en el mes de abril se realizó una nueva emisión pública por importe de 750 millones de euros, con vencimiento 9 años y un cupón del 3,875% y otra emisión por importe de 300 millones de euros, con un vencimiento a 4 años y un cupón del 2,910%. En el mes de julio se realizó la segunda emisión en divisa distinta del euro, en este caso 800 millones de coronas noruegas (aproximadamente 100 millones de euros), con un rendimiento anual en euros del 3,97% y un vencimiento de 10 años. Finalmente, ya en octubre, se efectuó una nueva emisión bajo el programa EMTN por 500 millones de euros con un cupón de 3,5% y vencimiento de 7,5 años.

El importe agregado emitido y no vencido bajo el programa EMTN asciende a 12.055 millones de euros con un cupón medio de 4,65% y una vida media de alrededor de 4,46 años.

Con fecha 16 de abril de 2013, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó una oferta de recompra de una emisión de participaciones preferentes en efectivo a un 93% del valor nominal. Estas participaciones preferentes fueron emitidas por Unión Fenosa Financial Services USA, LLC por importe de 609 millones de euros en 2003 siendo aceptada la propuesta por el 88,56% de los preferentistas.

Continuando con el proceso de reestructuración de la deuda, se ha acordado la amortización anticipada del préstamo *Club Deal* por importe 3.000 millones de euros de vencimiento en marzo de 2015, mediante la formalización en octubre de 2013 de una nueva línea de crédito por importe 1.600 millones de euros con vencimiento 5 años no dispuesta a 31 de diciembre de 2013, junto a un nuevo préstamo por importe 750 millones de euros y vencimiento 5 años, todo ello bajo la modalidad *Club Deal*.

El 9 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó el primer tramo de un préstamo por importe total de 475 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), destinado a financiar parte del plan de inversiones del negocio de transporte y distribución de Unión Fenosa Distribución, entre los ejercicios 2012 y 2015. El préstamo se distribuye en dos tramos, el primero por importe de 250 millones de euros con garantía de Unión Fenosa Distribución, a 8 años, el cual fue dispuesto el pasado mes de julio, y un segundo por importe de 225 millones de euros todavía no dispuesto.

El préstamo del BEI pone de manifiesto la solidez del proyecto de Gas Natural Fenosa, que cumple con los estándares de viabilidad, calidad y medioambiente que exige el Banco Europeo de Inversiones.



El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2013 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	31.12.2013	%
EUR	12.567	85,8
US\$	1.238	8,5
COP	447	3,1
MXN	270	1,8
BRL	119	0,8
Total deuda financiera neta	14.641	100,0

En la Nota 3.3.2 de la Memoria consolidada se detallan los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades de Gas Natural Fenosa.

La calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a corto y largo plazo es la siguiente:

Agencia	Largo plazo	Corto plazo
Fitch	BBB+	F2
Moody's	Baa2	P-2
Standard & Poor's	BBB	A-2

Liquidez y recursos de capital

A pesar de las dificultades macroeconómicas y financieras del entorno, Gas Natural Fenosa mantiene una sólida posición financiera y de liquidez. A 31 de diciembre de 2013 y 2012, las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2013	Disponibilidad 2012
Líneas de crédito comprometidas	7.036	4.912
Líneas de crédito no comprometidas	100	95
Préstamos no dispuestos	225	150
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	4.252	4.434
Total	11.613	9.591

A 31 de diciembre de 2013 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez del 11.613 millones de euros lo que supone la cobertura de vencimiento superior a 24 meses.

Se dispone de capacidad de emisión adicional en los mercados de capitales de 3.217 millones de euros, tanto en programas Euro como LatAm (México, Argentina, Panamá), complementada recientemente por un programa de 500.000 millones de COP.



El detalle del fondo de maniobra a 31 de diciembre es el siguiente:

(Millones de euros)	2013	2012
Activos corrientes operativos ¹	6.034	5.807
Pasivos corrientes operativos ²	(4.587)	(4.858)
	1.437	1.049

¹ Incluye Existencias, Clientes por ventas y prestaciones de servicios y Otros deudores.

² Incluye Proveedores, Otros acreedores y Otros pasivos corrientes sin considerar el dividendo a pagar.

Análisis de obligaciones contractuales y operaciones fuera de balance

El detalle de obligaciones contractuales, operaciones fuera de balance y pasivos contingentes de Gas Natural Fenosa se incluye en la Nota 34 de la memoria de las Cuentas anuales consolidadas.

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución gas Europa

2.5.1 Distribución gas España

El negocio en España incluye la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.283	1.266	1,3
Aprovisionamientos	(26)	(24)	8,3
Gastos de personal, neto	(75)	(77)	(2,6)
Otros gastos/ingresos	(265)	(265)	-
Ebitda	917	900	1,9
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(288)	(289)	(0,3)
Dotación a provisiones	(8)	-	-
Resultado de explotación	621	611	1,6

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 1.283 millones de euros y el ebitda se sitúa en los 917 millones de euros, ambas magnitudes con crecimientos moderados del 1,3% y del 1,9%, respectivamente.

Entorno de mercado

El gas vehiculado en el mercado español en 2013 ascendió a 321.900 Gwh (349.392 Gwh en 2012) mientras que el GNL unicliente vehiculado ascendió a 9.759 Gwh (11.490 Gwh en 2012) lo que supone una demanda total de gas de 331.659 Gwh (360.882 Gwh en 2012).

Las ventas de la actividad regulada de gas en España en su conjunto descienden en un 2,3% (-4.580 GWh) respecto al año anterior. Mientras que la demanda de gas sujeta a remuneración de distribución (menor a 60 bares) ha crecido en un 3,3% el gas vehiculado en transporte y



transporte secundario es un 44,6% inferior debido fundamentalmente a una disminución significativa del consumo de los ciclos combinados.

Principales magnitudes

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

	2013	2012	%
Ventas – ATR (GWh)	191.189	195.769	(2,3)
Red de distribución (Km)	47.678	46.541	2,4
Incremento de puntos de suministro, en miles	47	75	(37,3)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.172	5.124	0,9

Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro. El volumen de captaciones, aun no conectadas, aumenta en un 5,2% respecto al año anterior. La baja actividad en el mercado de nueva edificación, así como la actual crisis económica, siguen condicionando el incremento neto de puntos de suministro.

La red de distribución se incrementa en 1.137 km, incluyendo la gasificación de 36 nuevos municipios, para un total de 1.100 municipios.

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó la Orden IET/2446/2013 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 2014. La retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2014 en las actividades de distribución y transporte asciende a 1.108 millones de euros.

2.5.2 Distribución gas resto (Italia)

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	314	297	5,7
Aprovisionamientos	(176)	(170)	3,5
Gastos de personal, neto	(16)	(15)	6,7
Otros gastos/ingresos	(30)	(29)	3,4
Ebitda	92	83	10,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(27)	(25)	8,0
Dotación a provisiones	(5)	(5)	-
Resultado de explotación	60	53	13,2

El ebitda sigue la tendencia marcada durante el ejercicio y alcanza los 92 millones de euros, un 10,8% superior respecto al del año anterior, debido al continuo crecimiento de los resultados provenientes de la actividad regulada de distribución y la contribución creciente del margen de ventas de gas.



El ebitda de la actividad de comercialización liberalizada a clientes minoristas en Italia aumenta en un 29,7% y se sitúa en 24 millones de euros en el año 2013.

Se confirma el fortalecimiento de la posición en Italia en los negocios regulados y liberalizados de gas y electricidad.

En diciembre la autoridad regulatoria ha aprobado el nuevo marco regulatorio de distribución que será vigente del 2014 al 2019.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas – ATR (GWh)	3.786	3.647	3,8
Red de distribución (Km)	6.958	6.885	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	455	449	1,3
Comercialización minorista de gas (GWh)	2.992	2.844	5,2

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.786 GWh, con un aumento del 3,8% respecto a 2012, debido principalmente a unas condiciones climatológicas favorable.

Asimismo, la comercialización al mercado minorista aumenta un 5,2% hasta los 2.992 GWh.

La red de distribución a la fecha asciende a 6.958 km, con un aumento de 73 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 455.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al año anterior.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 506.719 contratos activos de gas, electricidad y servicios.

Distribución electricidad Europa

2.5.3 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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	845	852	(0,8)
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(104)	(99)	5,1
Otros gastos/ingresos	(153)	(140)	9,3
Ebitda	588	613	(4,1)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(220)	(226)	(3,5)
Dotación a provisiones	(8)	1	-
Resultado de explotación	362	386	(6,2)

La Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial para las distribuidoras de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas en el Real Decreto-ley 13/2012, reconociendo las inversiones realizadas en el año 2011. Adicionalmente, el Consejo de Ministros del 12 de julio de 2013 aprobó un paquete de medidas denominado reforma energética que comprende el Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan Medidas Urgentes para garantizar la Estabilidad Financiera del Sistema Eléctrico, un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varias propuestas de Real Decreto, que afectan a la actividad de distribución de electricidad. Asimismo se ha aprobado la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Finalmente con fecha 26 de diciembre de 2013 se publica la Orden IET/2442/2013 por la que se establecen las retribuciones del segundo período de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica incluyendo otras medidas de ejercicios anteriores.

El ebitda de del año 2013 alcanza los 588 millones de euros con un descenso del 4,1%. A la evolución mencionada de la cifra de negocio, debe añadirse un incremento del gasto operativo neto debido fundamentalmente a medidas de eficiencia aplicadas durante este ejercicio y con impacto positivo esperado en años posteriores.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	32.766	33.763	(3,0)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.772	3.772	-
TIEPI (minutos)	47	33	42,4
Índice de pérdidas de red (%)	8,6	8,1	6,2

La energía suministrada disminuye un 3,0%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en 2013 en 243.126 Gwh (248.903 Gwh en 2012) lo que supone una disminución del 2,3% según balance de Red Eléctrica de España (REE).



El número de puntos de se mantiene en el mismo nivel que el año anterior alcanzando 3.772.000.

La calidad de suministro, en Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), alcanza valores superiores a los del año anterior debido a la peor climatología pero acorde con la media de los últimos años, debido al buen funcionamiento de las instalaciones, consecuencia del mantenimiento del proceso inversor, la arquitectura de red implantada y los planes sistemáticos de operación y mantenimiento.

2.5.4 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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	242	250	(3,2)
Aprovisionamientos	(188)	(194)	(3,1)
Gastos de personal, neto	(7)	(8)	(12,5)
Otros gastos/ingresos	(12)	(13)	(7,7)
Ebitda	35	35	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(6)	(6)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	29	29	-

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. A partir de 1 de marzo 2013 han entrado en vigor las nuevas metodologías tarifarias para comercialización y distribución, vigentes para un período de 5 años.

Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del ebitda es del 7,3% por mejora en los indicadores de pérdidas, mejoras eficiencia y contención gastos.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) – ventas a tarifa	2.541	2.525	0,8
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	846	836	1,2
Índice de pérdidas de red (%)	10,7	12,4	(13,7)

El plan de mejora de la gestión que Gas Natural Fenosa continúa desarrollando en Moldavia en relación con los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, los procesos operativos asociados al ciclo de la gestión comercial y la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora permanente de los indicadores operativos básicos.



- La energía suministrada presenta un incremento del 0,6% ya que las campañas anti-fraude se han visto compensadas por la disminución del consumo derivada por una climatología más benigna en 2013 respecto al 2012.
- Los puntos de suministro alcanzan los 848.080, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al año anterior, como consecuencia principalmente del crecimiento del sector inmobiliario.
- El indicador de pérdidas de red evoluciona muy favorablemente lo que permite maximizar los ingresos regulados de la actividad.

Gas

2.5.5 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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	313	308	2,3
Aprovisionamientos	(32)	(56)	(42,9)
Gastos de personal, neto	(4)	(6)	(33,3)
Otros gastos/ingresos	(19)	(19)	-
Ebitda	258	225	14,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(98)	(64)	53,1
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	160	161	(0,6)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el año 2013 alcanza los 313 millones de euros, con un aumento del 2,3%.

El ebitda de 2013 se eleva hasta los 258 millones de euros, un 14,7% superior al del año anterior debido principalmente por la mayor producción por entrada en operación del pozo Montanazo (Tarragona) en octubre de 2012, al incremento de la tarifa de transporte internacional gasoducto del Magreb-Europa en el año 2013 y la optimización logística de la flota.

El aumento de las amortizaciones y pérdidas por deterioro de 2013 corresponde a la pérdida por deterioro de activos diversos por un importe de 16 millones de euros.

Principales magnitudes



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

	2013	2012	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	122.804	116.347	5,5
Portugal-Marruecos	38.023	36.872	3,1
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	84.781	79.475	6,7

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Melragaz ha representado un volumen total de 122.804 GWh, un 5,5% superior al del año anterior. De esta cifra, 84.781 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.023 GWh para Portugal y Marruecos.

En enero de 2013, Gas Natural Fenosa y la compañía argelina Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures, S.p.A (Sonatrach) firmaron un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de participación en Medgaz, S.A. por 54 millones de euros. Medgaz es la compañía que ostenta la propiedad y que opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año.

La adquisición de la participación está asociada a la transferencia a Gas Natural Fenosa del 10% de capacidad de transporte del gasoducto y un nuevo contrato de aprovisionamiento de gas natural de 0,8 bcm/año. El contrato de suministro tiene una duración de 18 años y las entregas dieron comienzo el 1 de febrero de 2013. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el año ascienden a 4.889 GWh.

En julio de 2013, Gas Natural Fenosa adquirió una participación adicional del 4,9% a la sociedad Gaz de France International, S.A.S. por importe de 36 millones de euros. Con esta adquisición, que no tiene asociados derechos de transporte ni ningún contrato de gas adicional, Gas Natural Fenosa eleva su participación en el capital del gasoducto hasta el 14,9%.

Continúa 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 29 y el 30 de enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente otorgó las Declaraciones de Impacto Medioambiental (DIA) para los proyectos de Saladillo, Marismas Oriental y Aznalcázar que se unen a la DIA obtenida previamente para el proyecto Marismas Occidental. Posteriormente la Junta de Andalucía ha expresado sus dudas acerca de que se hayan evaluado las afecciones sinérgicas de los proyectos entre sí y ha solicitado al Ministerio de Medioambiente completar dicha evaluación antes de emitir los permisos medioambientales pendientes.

En lo referente al proyecto de terminal de regasificación de Trieste que el grupo está promoviendo en el norte de Italia (Zaule), el 18 de abril de 2013 se publicó el decreto de suspensión temporal de la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). El decreto suspende el VIA de forma temporal para que Gas Natural Fenosa presente un emplazamiento alternativo o bien que la Autoridad Portuaria modifique su plan de desarrollo de tráfico marítimo. La compañía presentó el pasado 13 de junio de 2013 un recurso en el tribunal administrativo contra el citado decreto de suspensión temporal y se encuentra a la espera de una resolución al respecto.



2.5.6 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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	11.570	11.220	3,1
Aprovisionamientos	(10.485)	(10.245)	2,3
Gastos de personal, neto	(49)	(50)	(2,0)
Otros gastos/Ingresos	(173)	(189)	(8,5)
Ebitda	863	736	17,3
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(18)	(15)	20,0
Dotación a provisiones	(59)	(60)	(1,7)
Resultado de explotación	786	661	18,9

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 11.570 millones de euros, lo que supone un aumento del 3,1% respecto al del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 863 millones de euros, con un aumento del 17,3% fundamentalmente debido a un mayor nivel de operaciones en el exterior.

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.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 331.659 GWh en 2013 (360.882 GWh en 2012) de los cuales 55.757 GWh corresponden al mercado residencial (55.815 GWh en 2012), 219.180 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (220.782 GWh en 2012) y 56.722 GWh al mercado eléctrico (84.285 GWh en 2012).

La evolución de los principales índices de precios en los mercados del gas ha sido la siguiente:

	2013	2012	%
Brent (USD/bbl)	108,7	111,5	(2,5)
Henry Hub (USD/MMBtu)	3,7	2,8	32,1
NBP (USD/MMBtu)	10,7	9,6	11,5
TTF (€/MWh)	26,6	25,0	6,4

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de aprovisionamiento y comercialización son las siguientes:

	2013	2012	%
Suministro de gas (GWh):	323.931	325.214	(0,4)
España:	229.419	238.450	(3,8)
Comercialización Gas Natural Fenosa	166.991	178.216	(6,3)
Residencial	30.786	31.278	(1,6)
Industrial	97.955	94.811	3,3
Electricidad	38.250	52.127	(26,6)
Aprovisionamiento a terceros	62.428	60.234	3,6
Internacional:	94.512	86.764	8,9
Europa	30.672	20.871	47,0
Resto exterior	63.840	65.893	(3,1)
Contratos mantenimiento, en miles (a 31/12)	2.246	1.882	19,3
Contratos por cliente (a 31/12)	1,48	1,40	5,7
Cuota de mercado comercialización España	44,6%	42,3%	5,4

La demanda de gas en España alcanzó en 2013 los 333.659 GWh (360.882 GWh en 2012), un 8,1% inferior al año anterior, mientras que para Gas Natural Fenosa ha sido de un 3,8%. En cuanto a la demanda convencional alcanzó 274.937 GWh, con una caída, a nivel global, del 0,6%, pero con un crecimiento del 2,9% para Gas Natural Fenosa. Por su parte la demanda para generación de electricidad se situó en 58.722 GWh, con una caída global del 32,7% y para Gas Natural Fenosa del 26,6%.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado gasista español alcanza los 229.419 GWh, con un descenso del 3,8% respecto a la del año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-6,3%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados, compensada, en parte, por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,6%).

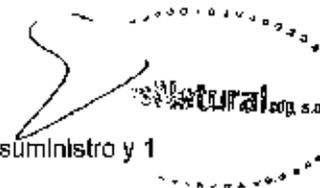
Asimismo la comercialización de gas internacional alcanza los 94.512 GWh con un aumento del 8,9% con respecto al año anterior.

En Portugal Gas Natural Comercializadora ha alcanzado una cuota en el mercado de gas del 13%, según datos publicados por el Ente Regulador de Portugal (ERSE), lo que le convierte en el segundo operador del país. En el mercado industrial, donde se centran sus actividades, la cuota estimada es superior al 20%. Con ello consolida su liderazgo en la península ibérica en puertas de la creación del mercado único ibérico (MIBGAS).

Asimismo se consolida como el primer operador extranjero en Portugal disponiendo de una cartera de contratos industriales de 5,5 TWh/año.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con 2.798 puntos de suministro de 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 23,3 TWh anuales.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con 569 puntos de suministro, que representarían una cartera contratada de 6,7 TWh anuales. En Holanda se aumenta la posición con 309 puntos de suministro y 5,4 TWh de cartera. En Alemania, donde



se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se han contratado 97 puntos de suministro y 1 TWh de cartera.

Gas Natural Fenosa sigue 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 cierra el ejercicio 2013 con una cartera contratada en el mercado mayorista de Italia de 4TW/año.

En relación al mercado exterior continua la diversificación de mercados con ventas de gas en América (Caribe y Sur) y Asia (Japón, India y Corea). Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de GNL internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento o países líderes en el mercado del GNL. En octubre de 2013 Gas Natural Fenosa resultó adjudicataria del suministro de 1,8 bcm/año de GNL a Argentina durante los años 2014 y 2015.

En septiembre de 2013 Gas Natural Fenosa suscribió un contrato con la empresa energética surcoreana Kogas por el que le suministrará entre 1 y 1,6 bcm de gas natural licuado (GNL) durante los dos próximos años. Este acuerdo consolida la posición como operador global de GNL y refuerza el crecimiento en Asia.

Asimismo, en julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el período 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima se inicie en 2017.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa ha alcanzado la cifra de 11,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios. Se ha superado los 1,3 millones de hogares que han confluído a Gas Natural Fenosa el suministro conjunto de ambas energías, gas y electricidad.

Se han comercializado productos y servicios en todas las zonas del territorio nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado residencial de 1.700.000 nuevos contratos. Se continúa con la actividad de expansión en el mercado de la pequeña y mediana empresa, alcanzando más de 114.000 nuevos contratos de gas, electricidad y servicios, con una cartera final de contratos a cierre 2013 de 340.000 contratos.

Gas Natural Fenosa ha ampliado el portafolio de servicios residenciales de mantenimiento, incorporando nuevas modalidades. La cartera de servicios ha superado los 2,2 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 164 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online* permite incrementar las prestaciones y calidad de este servicio.

Este desempeño ha hecho crecer la cartera de contratos en el segmento minorista en un 6% en términos homogéneos respecto al 31 de diciembre de 2012.

En el segmento Pymes, Gas Natural Fenosa sigue creciendo y consolidándose en Portugal, superando al 31 de diciembre de 2013 la cifra de 15.000 contratos eléctricos activos.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y usuarios en la oficina virtual, donde se puede realizar contratación de productos y servicios *online*.

Gas Natural Fenosa mantiene su impulso al desarrollo de una red de estaciones de carga gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. En 2013, esta red compuesta de 24 estaciones de carga propia de las cuales 7 estaciones suministran, además de gas natural comprimido, gas natural líquido para vehículos pesados de transporte de mercancías y se ubican en las principales rutas de transporte de la península. En el ámbito portuario Gas Natural Fenosa a través de una estación móvil está abasteciendo de combustible a la primera cabeza tractora impulsada con GNL para movimiento de contenedores en puerto de Valencia.



En soluciones integrales de eficiencia energética, por segundo año consecutivo, se ha duplicado el volumen de negocio generado. Según encuesta de la empresa DBK, Gas Natural Fenosa Servicios lidera el mercado de las empresas de servicios energéticos.

El análisis constante de las nuevas tecnologías eficientes que realiza la compañía, siguiendo con el firme compromiso con la eficiencia energética, ha permitido desarrollar nuevos productos y servicios que continúan ampliando el portafolio de soluciones energéticas adaptadas a las necesidades energéticas de los clientes.

2.5.7 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 gasificación 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.

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.031	1.147	(10,1)
Aprovisionamientos	(891)	(859)	3,7
Gastos de personal, neto	(11)	(12)	(8,3)
Otros gastos/ingresos	(6)	(20)	(70,0)
Ebitda	123	256	(52,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(239)	(155)	54,2
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	(116)	101	-

El ebitda asciende a 123 millones de euros lo cual supone un 52,0% de disminución en relación al ejercicio anterior.

Los resultados del año se han visto afectados por la reducción del gas suministrado por Egipto. No obstante, cabe mencionar el aprovechamiento de las oportunidades derivadas de la coyuntura en los mercados internacionales de venta de GNL, donde UF Gas ha continuado ejerciendo una intensa actividad. Adicionalmente hay que considerar una contribución económica estable de las infraestructuras durante el año.

El incremento de las amortizaciones es debido básicamente al registro de un deterioro por importe de 70 millones de euros que corresponde a la pérdida del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene Gas Natural Fenosa a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de Unión Fenosa Gas (magnitudes al 50%, porcentaje de participación) son las siguientes:

	2013	2012	%
Comercialización de gas España (GWh)	24.228	27.842	(13,0)
Comercialización de gas Internacional (GWh)	10.245	14.100	(27,3)
Licuefacción (GWh)	(158)	7.646	-
Regasificación (GWh)	8.266	15.859	(48,2)

El gas suministrado en España durante el año 2013 ha alcanzado un volumen de 24.228 GWh frente a los 27.842 GWh registrados en el año anterior. El descenso es particularmente acusado en el suministro a las empresas generadoras de electricidad (-18%) como consecuencia de un *mix* de generación eléctrica con mayor presencia de fuentes de origen renovable así como de la cobertura del hueco térmico con el carbón. Por su parte el segmento industrial también experimenta un descenso aunque más moderado (-5,3%).

Adicionalmente se ha gestionado una energía de 10.245 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales.

En el año 2012 se llevó a cabo la adaptación de la planta de SAGGAS (Sagunto) a la carga de buques. La nueva actividad de la planta, aprobada por la Autoridad Portuaria de Valencia (APV) en diciembre de 2012, permite diversificar hacia un negocio, la carga de GNL en buques, que está teniendo un crecimiento en los últimos años. SAGGAS diversifica así su actividad y adapta sus instalaciones para poder no solo descargar, sino también cargar melaneros de GNL, en paralelo a su trabajo habitual de regasificación.

En lo que respecta al proyecto de exploración y producción situado en la Comunidad de La Rioja se siguen realizando trabajos tanto en subsuelo como en instalaciones de superficie. Destaca la perforación del segundo sondeo (Viura-3) cuya finalización está prevista en febrero de 2014. Asimismo continúa la construcción de la planta de tratamiento, cuya finalización está prevista para mediados del año 2014 y, por último, la construcción de los gasoductos y la línea eléctrica cuya finalización se estima en febrero de 2014.



Electricidad

2.5.8 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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.927	6.194	(4,3)
Aprovisionamientos	(4.222)	(4.624)	(8,7)
Gastos de personal, neto	(158)	(152)	3,9
Otros gastos/ingresos	(758)	(514)	47,5
Ebitda	789	904	(12,7)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(594)	(594)	-
Dotación a provisiones	(37)	(41)	(9,8)
Resultado de explotación	158	289	(41,3)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el año 2013 alcanza los 5.927 millones de euros, superior en un 4,3% a la cifra del año anterior.

En términos de ebitda los resultados obtenidos en el año 2013 se elevan a 789 millones de euros con un descenso del 12,7% respecto al año anterior.

Este descenso ha venido motivado fundamentalmente por la evolución de los precios de los mercados de combustible, el menor precio eléctrico del mercado mayorista resultado de un cambio de *mix* de producción (mayor producción hidráulica) y las medidas fiscales y regulatorias (aprobadas en la Ley 15/2012 y RD 9/2013) que han afectado a la generación eléctrica.

Entorno de mercado

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó los 246.204 GWh (251.850 GWh en 2012) por lo que disminuye un 2,2%, tanto en demanda bruta como en corregida por el efecto laboralidad y temperatura, siendo la tercera caída anual consecutiva.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene exportador con 6,8 TWh exportados en el año un 39,7% menos que las exportaciones acumuladas en el pasado año.

El consumo de bombeo alcanzó en el año 2013 los 6,0 TWh y es un 19,9% superior al del año anterior.

En valores acumulados para el año 2013, el descenso de la generación neta con respecto al año anterior es del 3,1%, como resultado de una disminución del 10,6% de la generación en Régimen Ordinario y un aumento del 8,6% del Régimen Especial.

La generación eólica, en valores acumulados de 2013, aumenta un 13,2%, con una cobertura del 22,1%, dos puntos por encima de la cobertura de la demanda con esta tecnología en 2012 y resultando la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de la demanda por primera

vez en la historia. A lo largo del año la generación eólica ha ido superando diversos récords de cobertura de la demanda alcanzando el máximo la madrugada del pasado día 25 de noviembre con un 68,5%.

Gas Natural S.A.

En el resto del Régimen Especial, en valores acumulados en el año, el incremento se modera hasta el 4,5%, destacando el fuerte incremento de la hidráulica y el peso de la solar, que alcanza los 12,5 TWh entre la fotovoltaica y la térmica, cifra superior a la mitad de la producción de los ciclos combinados.

El Régimen Especial en conjunto cubre el 46,1% de la demanda en valores acumulados más de cuatro puntos y medio por encima del valor de 2012.

La generación hidráulica presenta un aumento en el conjunto del año del 75,0%. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2013 califica al año como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 26% (son destacables el PSS del 5% en marzo y del 3% en abril por su fuerte peso en el cómputo anual), es decir, estadísticamente sólo 26 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación nuclear disminuye un 7,4% en el conjunto del año, cifra que se ve afectada por el desplazamiento de las revisiones y las bajadas de carga de los últimos días de marzo y los primeros de abril, en los que los precios del mercado fueron muy bajos, incluso de cero.

El hueco térmico acumulado en el año disminuye en más de 27 TWh, pasando de una cobertura del 35,3% de la demanda del pasado año al 25,0% del acumulado del año actual.

La generación con carbón disminuye un 27,4% en el acumulado del año, a pesar de la entrada en vigor el 26 de febrero de 2011 del Real Decreto de Garantía de Suministro. En valores acumulados de 2013 la producción con carbón nacional, 12,8 TWh es casi la mitad que la del carbón de importación, 24,2 TWh, cubriendo en conjunto un 15,0% de la demanda, cinco puntos menos que en el acumulado de 2012.

En 2013, al igual que en el pasado año, no ha habido generación con fuelóleo.

En 2013 la producción de los ciclos combinados es de 24,6 TWh, lejos de los 37,9 TWh del pasado año. La cobertura de la demanda de esta tecnología, pasa del 15,0% de 2012 al 10,0% del presente año.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.6.) ha sido la siguiente:

	2013	2012	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	44,3	48,5	(6,7)
Carbón API 2 CIF (USD/t)	81,7	92,5	(11,7)
CO ₂ EUA (€/ton)	4,5	7,4	(39,2)



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad de electricidad de Gas Natural Fenosa en España son las siguientes:

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.728	12.827	(0,8)
Régimen Ordinario:	11.581	11.714	(1,1)
Hidráulica	1.914	1.907	0,4
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Fuelóleo-gas	-	157	-
Ciclos combinados	6.998	6.998	-
Régimen Especial:	1.147	1.113	3,1
Eólica	967	968	(0,1)
Minihidráulica	108	69	56,5
Cogeneración y otros	72	76	(5,3)
Energía eléctrica producida (GWh):	33.785	37.144	(9,0)
Régimen Ordinario:	30.744	34.425	(10,7)
Hidráulica	4.434	1.665	168,3
Nuclear	4.287	4.434	(3,3)
Carbón	5.430	7.724	(29,7)
Fuelóleo-gas	-	-	-
Ciclos combinados	16.593	20.602	(19,5)
Régimen Especial:	3.041	2.719	11,8
Eólica	2.209	1.999	10,5
Minihidráulica	362	257	40,9
Cogeneración y otros	470	463	1,5
Factor de disponibilidad Régimen Ordinario (%)	94,4	94,7	(0,3)
Potencia en construcción	38,6	38,6	-
Ventas de electricidad (GWh):	32.941	36.910	(8,3)
Mercado liberalizado	25.948	28.216	(8,0)
TUR/Regulado	6.993	7.694	(9,1)
Cuota de mercado de generación régimen ordinario	20,6%	20,7%	(0,5)
Cuota de mercado de generación régimen especial	2,7%	2,7%	-
Cuota de mercado de comercialización	13,6%	14,4%	(5,6)

La variación en la potencia instalada en Régimen Ordinario respecto a la del año anterior se debe a los siguientes aspectos:

- El incremento de 7 MW como consecuencia de nuevas acreditaciones en varias centrales hidráulicas.
- La baja definitiva del grupo 1 de la central térmica (fuel) de Aceca con 157 MW de potencia bruta atribuible a Gas Natural Fenosa.
- El aumento de 17,3 MW de potencia bruta de la central de Meirama, reconocidos en agosto de 2013.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa disminuye un 9,0%, resultado de una disminución del 10,7 % de la producción en Régimen Ordinario y de un aumento del 11,8% de la producción en Régimen Especial.

En el año 2013 la producción hidráulica ha sido casi el triple que la realizada en 2012, como consecuencia fundamentalmente de las grandes aportaciones al inicio del año.

El año 2013 comenzó húmedo y se ha mantenido así durante todo el primer y segundo trimestre, cambiando la característica en estos dos últimos trimestres (especialmente el tercero que ha sido extremadamente seco) y finalizando como medio con un 47% de PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio). El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 38,2% de llenado, frente al 31,6% de finales del pasado año. Los comienzos de 2014 están siendo todavía más húmedos que el 2013 y llevan el nivel de reservas a superar el 50% en los diez primeros días de enero.

La producción nuclear presenta una bajada del 3,3% en el acumulado anual con respecto a 2012, cifra afectada por el desplazamiento de las paradas programadas y las bajadas de carga en Semana-Santa debido a la elevada producción del Régimen Especial.

La aplicación del R.D. de Garantía de Suministro en el cuarto trimestre de 2013 ha supuesto una producción con carbón acogido a Garantía de Suministro de 758 GWh para Gas Natural Fenosa, elevándose la cifra a 2.314 GWh para todo el año 2013. La producción con carbón disminuyó un 29,7% con respecto a 2012.

La generación de electricidad con ciclos combinados en valores acumulados es un 19,5% inferior a la del pasado año.

La cuota de mercado acumulada a 31 de diciembre de 2013 de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario es del 20,6%, similar al 20,7% de final del año 2012.

En comercialización de electricidad las ventas acumuladas al 31 de diciembre de 2013 han alcanzado la cifra de 33 TWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso (TUR). Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes 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.

El dato acumulado a cierre del año 2013 de emisiones de CO₂ ha sido de 11,5 millones de toneladas de CO₂ frente a los 14,9 millones de toneladas de CO₂ en el año 2012, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el periodo post Kyoto (2013-2020), 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.

GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 31 de diciembre de 2013 tiene una potencia total instalada en operación de 1.147 MW consolidables de los cuales 967 MW corresponden a tecnología eólica, 108 MW a mini hidráulica y 72 MW a cogeneración. El aumento en relación con el ejercicio anterior corresponde, principalmente, a la puesta en marcha de 39 MW de minihidráulicas en Galicia.

La producción ha sido un 11,8% superior a la del año 2012 (3.041 GWh vs 2.719 GWh). Este aumento en la producción se debe fundamentalmente a la mayor producción eólica en +10,5% debido a la una mayor eolicidad que se está recogiendo respecto al año anterior. En lo que respecta a la tecnología minihidráulica, el presente ejercicio se ha caracterizado por una gran hidráulicidad, obteniéndose una producción del +40,9% superior. La cogeneración se mantiene

con un aumento del +1,5%. El ebitda se sitúa en 152 millones de euros y disminuye un 1,9% respecto al del año anterior.

Respecto a los resultados obtenidos en el mismo período de 2012, hay que tener en cuenta que han entrado en vigor una serie de disposiciones regulatorias (Ley 16/2012, RDL 2/2013 y RDL 9/2013) que inciden en los resultados económicos esperados de las empresas con tecnologías en régimen especial.

Por último, se han finalizado los trabajos de construcción de los proyectos minihidráulicos de Peares II y Belesar II en Galicia, habiendo iniciado su operación comercial a finales de 2013.

2.5.9 Electricidad resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia.

Las condiciones meteorológicas dominantes en la zona (muy secas) la mayor parte del año 2013, conllevan al aumento de funcionamiento de las centrales térmicas, por lo que se ha incrementado notablemente la producción de electricidad.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	102	128	(20,3)
Aprovisionamientos	(76)	(100)	(24,0)
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/Ingresos	(12)	(11)	9,1
Ebitda	12	15	(20,1)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(5)	(5)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	7	10	(30,0)

El ebitda alcanza los 12 millones de euros en el año 2013. El descenso se debe a una menor producción (13,8%) y la fluctuación de los tipos de cambio. El alto nivel de disponibilidad (indicador determinante de los ingresos por capacidad), que se sitúa en el 86,1 %, así como la bajada en el precio del combustible en los mercados internacionales han mitigado el descenso del ebitda.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	557	646	(13,8)
Factor de disponibilidad (%)	86,0	87,9	(2,2)



Durante el año 2013, la producción con fuel en Kenia ha disminuido un 13,8 % respecto al año anterior, alcanzando los 557 GWh. Esta disminución se debe a la menor demanda de producción térmica en el país, fruto de la mayor hidroavilicidat durante el presente ejercicio y, consecuentemente, al incremento de los niveles de agua embalsada

Latinoamérica

2.5.10 Distribución gas

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

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.260	2.982	9,3
Aprovisionamientos	(2.236)	(1.993)	12,1
Gastos de personal, neto	(96)	(98)	(2,0)
Otros gastos/ingresos	(243)	(251)	(3,2)
Ebitda	686	640	7,2
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(109)	(116)	(6,0)
Dotación a provisiones	(20)	(15)	33,3
Resultado de explotación	557	509	9,4

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 3.260 millones de euros y registra un aumento del 9,3%, con un volumen de ventas un 9,3% superior al del ejercicio anterior.

El ebitda alcanza los 686 millones de euros, con un aumento del 7,2% respecto al año anterior, a pesar del efecto negativo en el tipo de cambio como consecuencia de la devaluación de la moneda local en Brasil (-11,9%), Argentina (-19,6%) y Colombia (-7,3%) y México (-0,4%).

La aportación de Brasil representa un 50,9% del ebitda con un volumen de ventas un 31,4% superior respecto al del año anterior y un 21,6% en el margen de energía como consecuencia del efecto combinado de unas mayores ventas en generación y la actualización del Índice General de Precios de Mercado.

Colombia aporta un 27,7% del ebitda, destacando el mayor volumen de ventas en los mercados industrial y de gas natural vehicular y los mayores márgenes.

El ebitda de México representa un 17,5% del conjunto del negocio y el margen de energía experimenta un crecimiento del 6,1% respecto al del año anterior, atribuible a los mejores márgenes en los mercados doméstico/comercial, gas natural vehicular y ATR.



Principales magnitudes

A continuación se muestran las principales magnitudes físicas del negocio de distribución de gas en Latinoamérica:

	2013	2012	%
Ventas actividad de gas (GWh):	229.833	210.358	9,3
Ventas de gas a tarifa	148.283	131.407	12,8
ATR	81.550	78.951	3,3
Red de distribución (Km)	69.054	67.334	2,6
Incremento de puntos de suministro, en miles	231	208	11,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	6.321	6.090	3,8

Las principales magnitudes físicas por países en 2013 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	73.164	68.961	18.736	48.972	229.833
Incremento vs.2012 (%)	(4,8)	31,4	6,1	1,7	9,3
Red de distribución	24.033	6.476	20.293	18.252	69.054
Incremento vs 31/12/2012 (km)	427	186	433	674	1.720
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.556	899	2.518	1.348	6.321
Incremento vs. 31/12/2012, en miles	34	29	115	63	231

En el ejercicio 2013 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.321.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 231.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 115.000.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 229.833 GWh con un incremento del 9,3% respecto a las ventas registradas en 2012.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.720 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.054 km a finales de diciembre de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,6%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 674 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el período considerado han sido:

- En Argentina, el margen de energía se incrementa un 45,7% respecto al año anterior, producto del ingreso por FOCEGAS (fondo para el desarrollo de obras y gastos relacionados con la expansión y el mantenimiento de las infraestructuras) otorgado en diciembre de 2012. Continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 25%.
- La evolución del negocio en Brasil es muy satisfactoria, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 9,6% y de un 31,4% en las ventas de gas y ATR, especialmente para el mercado de generación. El despacho de las centrales térmicas a

gas en 2013 ha aumentado un 162% respecto al del año anterior, por la escasez de lluvias y el bajo nivel de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en diciembre de 2013 en el 43,2%, 10,4 p.p. por debajo de la media histórica (53,6% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país. El 19 de diciembre de 2013, el organismo regulador del Estado de Río de Janeiro (AGENERSA) aprobó la solicitud de las empresas de aplicar el resultado de la revisión tarifaria, debidamente actualizado, a partir del 1 de enero 2014 y el 20 de diciembre de 2013 fueron publicadas las Deliberaciones AGENERSA N.º 1.880 y 1.881, que aprueban la revisión de tarifas. El marco tarifario contempla una reducción del WACC reconocido de 0,5 p.p. que será compensado con una mayor eficiencia operativa.

- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 6,1% debido principalmente al crecimiento del consumo industrial (+12,4%) y a la mayor base de clientes. El incremento neto de clientes doméstico/comercial experimenta una subida del 4,1%, situándose en unos 116.000 clientes, ritmo que se espera mantener en los próximos años a pesar del alto grado de saturación existente. En el ámbito de los negocios no regulados destaca el crecimiento del 28,8% en la venta de aparatos respecto al ejercicio anterior, destacando la comercialización de calefactores con un crecimiento de 32,0% y calentadores de agua con un crecimiento del 13,4%.
- En México, continúa la actividad del plan de aceleración del crecimiento el cual se está focalizando principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos para continuar con un crecimiento sostenido. El incremento neto de clientes crece un 38,7% con mayores puestas en servicio respecto al año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación en la zona de Bajíos. En relación a las ventas de gas y ATR, el crecimiento fue del 1,7%, por la mayor base de clientes doméstico-comercial compensando en parte la menor actividad del sector industrial por la desaceleración de la economía de los últimos meses.

2.5.11 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.121	2.513	(15,6)
Aprovisionamientos	(1.559)	(1.891)	(17,6)
Gastos de personal, neto	(57)	(66)	(13,6)
Otros gastos/ingresos	(165)	(190)	(13,2)
Ebitda	340	366	(7,1)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(65)	(70)	(7,1)
Dotación a provisiones	(93)	(116)	(19,8)
Resultado de explotación	182	180	1,1

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 340 millones de euros disminuyendo un 7,1% frente al año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio así como la desinversión en Nicaragua el ebitda aumentaría en un 5,8%.



El negocio de distribución de Colombia aporta 241 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 5,1% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este aumento se ve amortiguado por determinados factores exógenos como la aplicación de menores índices de actualización de los cargos tarifarios. Aislado estos efectos, se verifica una variación positiva del 11%.

Asimismo, el ebitda del año 2013 comprende el resultado del mes de enero del negocio de Nicaragua (3 millones de euros) y el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 86 millones de euros.

Principales magnitudes

	2013	2012	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	16.443	18.074	(9,0)
Tarifa	15.406	17.087	(9,8)
ATR	1.037	987	5,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	2.925	3.701	(21,0)

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 16.443 GWh, con un descenso del 9,0% debido a que el año anterior recoge ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 2.752 GWh (12 meses) frente a 239 GWh del año 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos periodos, las ventas experimentan un incremento del 5,8%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

La cifra de clientes registra una caída del 21,0% motivado por la desconsolidación de los clientes del negocio de Nicaragua. Ajustando este efecto dicha disminución revierte en una variación positiva del 4%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2013 son las siguientes:

	Colombia	Nicaragua	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	11.929	239	4.275	16.443
Incremento vs. 2012 (%)	6,2	-	4,6	5,8
Puntos de suministro, en miles	2.396	-	529	2.925
Incremento vs. 31/12/2012, en miles	84	-	20	104
Índice de pérdidas de red (%)	16,9	-	10,0	16,1

La evolución de los indicadores operativos básicos del negocio evidencia los buenos resultados de la gestión del negocio y el desarrollo conforme a lo previsto de los planes de reducción de pérdidas y morosidad.

Los indicadores de pérdidas de Panamá y de Colombia se mantienen por debajo de los niveles registrados en 2012.



2.5.12 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.

Resultados

	2013	2012	%
Importe neto de la cifra de negocios	961	859	11,9
Aprovisionamientos	(612)	(515)	18,8
Gastos de personal, neto	(16)	(15)	8,7
Otros gastos/ingresos	(58)	(68)	(14,7)
Ebitda	275	261	5,4
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(113)	(111)	1,8
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	162	150	8,0

El ebitda alcanza los 275 millones de euros, con un aumento del 5,4% respecto al año anterior.

En México, el ebitda es superior en un 2,5% debido fundamentalmente al efecto sobre el resultado del año anterior del incidente producido en la central de Tuxpan en octubre de 2011 que afectó a la operación hasta marzo de 2012. Asimismo han contribuido las mayores ventas de excedentes de capacidad de la central de Naco Nogales y la contención de gastos operativos.

El ebitda de Puerto Rico aumenta un 10,2% por el mayor precio de venta en el mercado *spot* así como menor coste de combustible como consecuencia del menor precio en la adquisición de los barcos *spot*.

El ebitda de República Dominicana presenta una variación positiva del 9,3% debido a un mayor margen de las ventas de energía por contrato que compensa el menor resultado de las ventas efectuadas en el mercado *spot*.

El ebitda de Panamá disminuye un 23,1% debido a la menor generación ocasionada por la escasez de precipitaciones y al mayor coste de energía por compras en el mercado o bien por producir con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2013	2012	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.580	2.580	-
México	2.035	2.035	-
Puerto Rico (CC)	263	263	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República dominicana (fuel)	198	198	-
Potencia en construcción	284	50	468,0
Energía eléctrica producida (GWh):	19.414	18.458	5,2
México	16.193	15.172	6,7
Puerto Rico (CC)	1.787	1.779	0,4
Costa Rica (hidráulica)	239	270	(11,5)
Panamá (hidráulica)	81	100	(19,0)
Panamá (fuel)	17	8	-
República dominicana (fuel)	1.097	1.129	(2,8)
Factor de disponibilidad (%)	94,8%	92,3%	2,7
México	95,7%	92,1%	3,9
Puerto Rico (CC)	91,2%	95,1%	(4,1)
Panamá (hidráulica y fuel)	92,5%	95,0%	(2,6)
República dominicana (fuel)	90,3%	89,5%	0,9

La producción en México ha sido superior debido a la mayor operación de la central de Tuxpan por los problemas mencionados anteriormente derivados del incidente que afectó a esta central hasta marzo de 2012, reflejándose en la disponibilidad de esta instalación. Asimismo, se incrementa por la mayor producción de Naco Nogales frente al año anterior debido a la venta de excedentes de capacidad así como porque en 2012 esta central se vio afectada por problemas en el abastecimiento de agua.

La producción en Puerto Rico presenta un aumento del 0,4% debido al mayor despacho del año que ha compensado los resultados del primer trimestre, afectados por la mayor duración de las revisiones programadas realizadas, hecho que ha provocado una menor disponibilidad.

La generación hidráulica de Panamá disminuyó un 19,0% respecto al año anterior debido a las escasas precipitaciones y condiciones climáticas desfavorables durante el primer semestre del 2013, viéndose levemente compensado por la mayor producción térmica.

La producción en República Dominicana disminuyó un 2,8% debido a que la generación del último trimestre se ha visto afectada por una menor demanda y la entrada en operación de nuevas centrales.



3. Sostenibilidad

Medioambiente

Principales magnitudes

	2013	2012	% Var.
Capacidad instalada libre de emisiones (%)	19,9	19,4	2,6
Producción neta libre de emisiones (%)	13,6	7,8	74,4
Emisiones de GEI ¹ (t CO ₂ eq)	20,8	24,3	(14,4)
Emisiones de GEI/generación de electricidad (t CO ₂ eq/GWh)	399	454	(12,1)
Emisiones de metano en distribución de gas (t CO ₂ eq/km red)	9,9	11,53	(14,1)
Emisiones de CO ₂ evitadas (Mt CO ₂ eq)	15,0	15,8	(5,1)
Actividad con certificación ambiental (% sobre el ebitda con certificación ambiental) ²	99,4	99,4	-

¹ Gases efecto invernadero. Emisiones directas correspondientes al alcance 1 conforme a "The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate accounting and reporting standard".

² El % de ebitda con certificación ambiental sobre el total ebitda grupo es aproximadamente un 80%.

Gas Natural Fenosa trabaja para satisfacer las necesidades energéticas de sus clientes de forma responsable. Esto implica una operación segura que garantizando el cumplimiento normativo y generando el mínimo impacto en el medio ambiente, permita mantener relaciones de confianza con nuestras partes interesadas.

En materia de cambio climático, Gas Natural Fenosa ha seguido avanzando en mecanismos de reducción y análisis de nuestra huella. Durante el ejercicio 2013, y con el fin de conocer y minimizar las emisiones indirectas, se realizó la primera evaluación de la gestión del carbono de los principales suministradores. Asimismo, se intensificaron las actuaciones para potenciar las ventajas de los productos en términos de CO₂. En cuanto a los reconocimientos de la gestión del carbono, Gas Natural Fenosa lideró por segundo año consecutivo, la clasificación mundial dentro del grupo de las *utilities* en el Informe CDP Global 500 Climate Change Report de 2013. En cuanto a valores de emisión, cabe destacar la significativa reducción de las emisiones directas de CO₂ consecuencia de la menor operación de las centrales de carbón y ciclos combinados españoles a favor de energías menos emisoras como consecuencia de una menor demanda y una mayor producción hidráulica; la reducción de las emisiones tiene su origen en la actualización de la metodología de estimación mejor ajustada a la realidad de las redes.

Igualmente, y como consecuencia de la menor operación de las grandes instalaciones de combustión, los ratios de emisión de NO_x y SO₂ se han reducido. Otros indicadores ambientales menos vinculados a estas tecnologías no han experimentado variaciones significativas.

Otra información relevante en cuanto a las principales actuaciones en materia medioambiental, sostenibilidad, emisiones, así como las principales inversiones medioambientales, se incluye en la Nota 36 de la Memoria.



Personal

Principales magnitudes

Indicadores de naturaleza social	2013	2012	% Var.
Número de empleados a 31/12	14.962	15.959	(6,1)
Índice de rotación voluntaria (%)	2,3	2,1	9,5
Índice de Integración (personas con discapacidad) ¹	2,1	1,6	31,3
Horas de formación por empleados	55,7	52,7	5,7
Tasa de absentismo	1,70	2,14	(20,6)
Días perdidos	4.164	3.547	18,0
Número de accidentes con baja	152	157	(3,2)

¹ España

Desarrollo humano y social

Gas Natural Fenosa ofrece a sus empleados un empleo estable y de calidad (el 95% de los puestos son de carácter indefinido) y una carrera profesional sólida, estructurada y atractiva.

Gas Natural Fenosa dispone de un modelo global único de selección externa y movilidad interna en todas las geografías donde opera, garantizando, de este modo, una única imagen de empleador y la aplicación de las mejores prácticas en la identificación, captación y retención del talento profesional necesario para el desarrollo de los negocios.

Durante el ejercicio 2013, en toda la compañía, 725 vacancias fueron cubiertas externamente de forma exitosa, 239 se produjeron en los negocios de España y el resto en el ámbito internacional. Del total de contrataciones, 263 correspondieron a mujeres.

El comportamiento ético, el respeto a la persona, la prevención y seguridad en el trabajo, la promoción y respeto de la igualdad, así como ofrecer una carrera profesional atractiva y estimulante, son parte fundamental del compromiso asumido por Gas Natural Fenosa con sus empleados.

Estos principios son asumidos en la gestión diaria de Gas Natural Fenosa reflejándose expresamente en el Código Ético, así como en textos tan relevantes como en el Convenio Colectivo, el Plan de Igualdad en España y el Protocolo de Prevención del Acoso Laboral, Sexual y por Razón de Sexo recientemente aprobado.

La globalización de principios ha permitido a Gas Natural Fenosa convertirse en la primera empresa en el mundo en obtener el certificado global "Empresa Familiarmente Responsable" (EFR) que la acredita como empresa familiarmente responsable por la implantación de políticas de recursos humanos homogéneas en los 25 países donde opera.

En materia de diversidad, cabe destacar el éxito de la campaña "Apostamos por la Capacidad" y el proyecto "Capácitas", que han permitido incorporar en 2013 a 11 trabajadores con discapacidad en la compañía, sobrepasando así los umbrales de integración mínimos fijados por la ley sin que por ello se hayan abandonado políticas complementarias de cooperación con Centros Especiales de Empleo y Fundaciones, cuyo objeto es la Integración social de estos colectivos. Todo ello ha contribuido a la consecución, a principios de año, del sello Bequal que acredita a Gas Natural Fenosa como unas de las siete empresas españolas con el grado de Excelencia en la Diversidad.

El Plan "Compromiso Seguridad y Salud" de Gas Natural Fenosa pretende potenciar un cambio cualitativo en su cultura de prevención y en mejorar los resultados de seguridad. Durante el



ejercicio 2013, se ha lanzado en todos los países en que opera la compañía una potente campaña de comunicación interna en la que se ha perseguido sensibilizar, concienciar y extender las mejores prácticas en seguridad y salud así como difundir los Principios básicos de Seguridad y Salud de la Política de Responsabilidad Corporativa de la compañía.

Formación y gestión del talento

La gestión del conocimiento, el desarrollo de las personas y la atracción e identificación del talento forman parte del mismo proceso integrado que alinea al máximo la actividad formativa con los objetivos de negocio.

En todo el ámbito de la Universidad Corporativa, se sumaron 55,7 horas de formación por empleado gran parte de las cuales han sido *online*, a través de la plataforma de la Universidad Corporativa y a la que se pueden conectar los empleados de la compañía de Argentina, Brasil, Colombia, Francia, Italia, Marruecos, México, Moldavia, Nicaragua, Panamá y República Dominicana.

Cabe destacar que, en 2013, la Universidad Corporativa renovó su acreditación CLIP (Corporate Learning Improvement Process), certificación que otorga la European Foundation for Management Development y reconoce la calidad de los procesos de aprendizaje y desarrollo de personas de las organizaciones de educación empresarial.

Adicionalmente, por séptima vez consecutiva, el interés de Gas Natural Fenosa por sus personas se vio reconocido con la obtención de la máxima valoración (100%), en el apartado de Desarrollo del Capital Humano del Dow Jones Sustainability Index World (DJSI).

La apuesta de Gas Natural Fenosa por el desarrollo individual y la evolución en la carrera profesional de sus empleados se materializa en el Modelo de Gestión del Talento de la compañía, que contribuye a definir de forma controlada y consistente el aprendizaje de todos los profesionales, para asegurar que su desarrollo esté alineado con las necesidades corporativas. Su primer pilar es un Modelo de Liderazgo único para todos los empleados compuesto por 24 competencias. En 2013, el Modelo de Liderazgo, que involucró a 180 directores en 2012, se completó para los subdirectores y jefes de departamento, alcanzando a un total de 1.100 personas.

Retribución

La política retributiva de Gas Natural Fenosa se rige por la equidad en el ámbito interno y por la competitividad desde el punto de vista del mercado. Sus criterios rectores son:

- Para los empleados incluidos en convenio, el nivel retributivo se establece en función del grupo y subgrupo profesional al que pertenecen, tal y como establecen los textos convencionales vigentes.
- En cuanto a los directivos y empleados no afectos a convenio colectivo, las retribuciones se definen individualmente, según la política retributiva aprobada por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones del Consejo de Administración de la compañía.

La retribución variable, encuadrada dentro de la política retributiva de Gas Natural Fenosa, tiene como finalidad potenciar el compromiso de los empleados y motivar el mejor desempeño de sus funciones, alineándolos con los intereses a largo plazo de la Compañía y sus accionistas.

La retribución variable anual valora la aportación a la consecución de objetivos individuales en función del puesto de trabajo relacionados con variables económico-financieras, de eficiencia y crecimiento, así como con cuestiones de calidad y seguridad, estando directamente vinculada al logro de los objetivos propuestos en el Plan de Dirección por Objetivos.

El paquete retributivo de los empleados de Gas Natural Fenosa tiene una composición acorde a las tendencias de mercado, complementándose éste con un sistema de previsión social.



Dentro del sistema de previsión social de la compañía se encuentra encuadrado el Plan de Pensiones, principal vehículo de financiación de los compromisos post-empleo.

Además, Gas Natural Fenosa, ofrece una serie de beneficios sociales que complementan el paquete retributivo de los empleados como el Sistema de Retribución Flexible, consolidado ya en la compañía tras su lanzamiento en 2012, para el colectivo de personal directivo y técnicos excluidos del ámbito de regulación de Convenio Colectivo en España. Este sistema permite a los beneficiarios diseñar voluntariamente la composición de su paquete retributivo, destinando una parte de su retribución dineraria a la contratación de ciertos productos con tratamiento fiscal y económico ventajoso, de acuerdo con la legislación vigente en cada momento.

En el ejercicio 2013, la campaña realizada del Sistema de Retribución Flexible ha superado en un 10% las peticiones realizadas en el año 2012. Este porcentaje es indicativo del éxito de este sistema de retribución dentro de la compañía.

Estructura del personal

El desglose del personal al 31 de diciembre por categorías, géneros y áreas geográficas se incluye en la Nota 24 de la Memoria Consolidada.

4. Principales riesgos e Incertidumbres

Riesgos operativos

4.1.1. 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.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Gas Natural Fenosa mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Gas Natural Fenosa ajusta sus costos e inversiones a las tasas de rentabilidad reconocidas para cada negocio.

4.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

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 adquiriera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural Fenosa.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Gas Natural Fenosa está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la tecnología de Ciclo Combinado en el parque de generación de Gas Natural Fenosa, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo.

Gas Natural Fenosa gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

4.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

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.

Gas Natural Fenosa elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del Coste Total del Riesgo.

b) Imagen y reputación

Gas Natural Fenosa está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de



mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Gas Natural Fenosa realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia 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.

Para mitigar este riesgo, Gas Natural Fenosa ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

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.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Gas Natural Fenosa, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Gas Natural Fenosa participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Gas Natural Fenosa cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

- 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.

• Oriente Próximo y Magreb

Gas Natural Fenosa cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Gas Natural Fenosa cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

4.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 16 de la Memoria Consolidada.

4.3. Principales oportunidades

Las principales oportunidades con las que Gas Natural Fenosa cuenta son:

- **Mix de generación:** El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad.
- **Evolución de los mercados de CO₂:** Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- **Portfolio de aprovisionamiento de GN/GNL:** La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos escenarios del mercado energético. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.
- **Crecimientos esperados de la demanda energética a partir de 2015 y oportunidades de nuevos negocios en mercados emergentes.**



5. Evolución previsible del grupo

5.1. Prioridades estratégicas

Con el fin de lograr los objetivos establecidos, Gas Natural Fenosa define líneas estratégicas a medio plazo que se actualizan de forma periódica, adaptándose a la coyuntura actual y futura y teniendo en cuenta las especificidades de las distintas líneas de negocio que componen la compañía.

En noviembre 2013, Gas Natural Fenosa presentó la actualización del Plan Estratégico 2013-2017 en el que se establecen las prioridades estratégicas del grupo para el período 2013-2015 así como las bases del crecimiento post 2015. Dichas prioridades estratégicas son:

- Ejecución del Plan de Eficiencia.
- Gestionar cada línea de negocio de acuerdo con las condiciones de mercado.
- Gestionar la cartera de negocio según su encaje estratégico.

a) Ejecución del Plan de Eficiencia

El objetivo principal del "Plan de Eficiencia" es reforzar la eficiencia en todos los ámbitos de la gestión operativa y la gestión de activos. Este objetivo permitirá ahorrar 300 millones de euros en 2015, a través la implantación de 80 proyectos que afectan a las áreas de operación y mantenimiento, comercialización y corporativa.

b) Gestionar cada línea de negocio de acuerdo con las condiciones de mercado.

Teniendo en cuenta el entorno de mercado, Gas Natural Fenosa ha analizado las prioridades estratégicas de cada una de las líneas de negocio, actualizando asimismo los objetivos de crecimiento del ebitda y la política de inversiones que va a seguir la compañía hasta el año 2015.

Se han establecido las siguientes actuaciones clave por línea de negocio:

Distribución gas Europa:

- Capturar potencial crecimiento orgánico.
- Continuar gestionando los aspectos regulatorios.

Distribución electricidad Europa:

- Reducir el impacto regulatorio con el plan de eficiencia.
- Gestionar el plan de inversión de acuerdo con la rentabilidad.

Gas:

- Aumentar la cuota del negocio internacional.
- Aprovechar la plataforma de GNL para capturar oportunidades de crecimiento.
- Continuar capturando oportunidades de dual fuel, servicios energéticos y eficiencia energética.
- Gestionar la eficiencia del proceso comercial.

Electricidad:

- Reducir el impacto regulatorio con el plan de eficiencia.
- Gestionar cobertura de la generación y comercialización eléctrica.

Latinoamérica:

- Explotar el potencial de crecimiento orgánico.
- Gestionar las próximas revisiones regulatorias.
- Desarrollar nuevas oportunidades en distribución de gas y generación.
- Desarrollar servicios y eficiencia energética.



c) Gestión de la cartera de negocio según su encaje estratégico

En los últimos años, Gas Natural Fenosa ha venido realizando un importante esfuerzo en materia de desinversiones. Se ha desinvertido más de 5.000 millones de euros en los últimos 5 años desde la adquisición de Unión Fenosa. La situación actual de apalancamiento genera un estado de confort para Gas Natural Fenosa y no será necesario ningún tipo de desinversión por motivos financieros. Sin embargo, se prevé seguir analizando el encaje estratégico de la cartera de negocio de la compañía hasta 2016.

5.2. Prioridades financieras

El Plan Estratégico establece una política financiera compatible con los objetivos de crecimiento y dividendo:

- Líneas estratégicas definidas en el contexto de disciplina financiera.
- Flexibilidad para aumentar inversiones para un crecimiento futuro si es necesario.
- Compromiso de dividendo en efectivo.

Gas Natural Fenosa define nuevos objetivos para el año 2015 (datos en millones de euros):

	Objetivos 2015 con criterio NIIF 11 ⁽¹⁾	Objetivos 2015 sin criterio NIIF 11 ⁽¹⁾
Ebitda 2015	> 5.000	> 5.200
Beneficio Neto	~ 1.500	~ 1.500
Dividendo (Pay-out)	~ 62%	~ 62%
Inversiones 2013-2015	~5.100	~5.200
Deuda Neta	~ 12.500	~ 13.000
Deuda Neta/ Ebitda 2015	~ 2,5x	~ 2,5x

⁽¹⁾ A partir del 1 de enero de 2014, la NIIF 11 será obligatoria. Los negocios conjuntos deberán contabilizarse por el método de puesta en equivalencia (Nota 3.2 de la Memoria Consolidada).

5.3. Perspectivas del grupo

A partir de 2015, Gas Natural Fenosa prevé entrar en nuevos mercados, centrando su foco de inversión y estrategia de crecimiento en los siguientes negocios en el ámbito Internacional:

- Aprovisionamiento, transporte y almacenamiento de gas.
- Generación de electricidad.
- Distribución de gas.

Alineados con esta estrategia, Gas Natural Fenosa tiene varios proyectos en marcha que a partir de 2015 se irán desarrollando, lo que proporcionará un crecimiento de volumen adicional y flexible a partir de ese año.

Entre los principales proyectos en curso en el medio plazo cabe destacar los siguientes:

- Contrato con Cheniere, que proporcionará un crecimiento de volumen adicional y flexible de gas a partir de 2016.
- Volúmenes adicionales de GNL para 2019 con Shah Deniz II (Azerbaiján) y Yamal (Rusia).
- "Proyecto Bif Hloxo" (México) de generación eólica, lo que mejorará la posición de la compañía en el mercado de generación a partir de 2014.
- "Proyecto Torito" (Costa Rica) de generación hidráulica, lo que consolidará a la compañía como el primer generador privado de Costa Rica a partir de 2016.
- Licitación en 2013 para la distribución de gas natural en 4 ciudades en el sudoeste del Perú, a través de la cual se venderá y distribuirá gas a más de 60.000 hogares.

Gas Natural Fenosa tiene como objetivo obtener un ebitda de aproximadamente 5.700 millones de euros en 2017 y un beneficio neto de aproximadamente 1.900 millones de euros, lo que correspondería a un crecimiento anual respectivamente del 7% y del 13% para el periodo 2015-



2017 y supondría disponer de una capacidad adicional de inversión de 7.000 millones de euros a 2017 para mantener el ratio de deuda neta/ebitda en 3,0x.

Asimismo, Gas Natural Fenosa estima realizar una inversión media de 9.200 millones para el período 2013-2017, lo que corresponde aproximadamente a una inversión media de 2.000 millones para los años 2016 y 2017. Como consecuencia de la aceleración del crecimiento prevista a partir de 2015, Gas Natural Fenosa estima tener una deuda cercana a los 10.600 millones, lo que correspondería a un ratio deuda neta/ebitda en torno al 1,8x.

Finalmente, para el año 2017 se espera mantener el pay-out en niveles del 62%, en la línea de los últimos años.

En los últimos años, Gas Natural Fenosa ha demostrado la fortaleza de su modelo de negocio, que le permitirá cumplir con la actualización del Plan Estratégico 2013-2017.

Las expectativas de negocio son claras y realistas para el período 2013-2015 con objetivos financieros alcanzables. El perfil de Gas Natural Fenosa cambiará, dando un peso más importante al negocio de gas y Latinoamérica.

Asimismo, Gas Natural Fenosa se enfocará en mitigar el impacto regulatorio del sistema energético de España a través de medidas de eficiencia y a través de un mejor posicionamiento internacional.

Finalmente, Gas Natural Fenosa continuará con un inequívoco plan de disciplina financiera y de remuneración al accionista, sentando las bases para acelerar el crecimiento a partir de 2015.

6. Actividades de I+D+i

La innovación es uno de los motores del desarrollo de Gas Natural Fenosa, por lo que destina una parte importante de sus recursos y 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.

La inversión realizada en actividades de innovación tecnológica es la siguiente:

	2013	2012	% Var
Inversión total (millones de euros)	12,5	11,3	10,6

Los principales proyectos sobre los que trabaja Gas Natural Fenosa son los siguientes:

En el ámbito de la movilidad sostenible, Gas Natural Fenosa trabaja sobre proyectos para establecer el gas natural y la electricidad como una verdadera alternativa para el transporte de corto, medio y larga distancia. Dentro de esta área, se han continuado los esfuerzos iniciados en años anteriores para el desarrollo de sistemas avanzados de recarga de vehículos eléctricos y estaciones de servicio estándar para gas natural vehicular: proyecto GARNET, proyecto RIVE y Proyecto DOMOCELL, entre otros.

En el área de soluciones avanzadas de redes de electricidad, se ha continuado trabajando en el desarrollo de proyectos de tecnologías novedosas por medio de la automatización de la operación y mantenimiento de las infraestructuras eléctricas: proyecto I2L -Inspección inteligente de líneas, proyecto SEPS- Sistema experto de probabilidad y severidad de incidentes en red, proyecto OVI-RED- Operador virtual de micro-redes, proyecto KSI Zlgamit, proyecto ME3Gas y proyecto PRICE.

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, la compañía ha colaborado en varios proyectos piloto de investigación en el campo de la energía eólica marina, el desarrollo de combustibles energéticos a partir de microalgas y el tratamiento de CO₂.

7. 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 2013, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

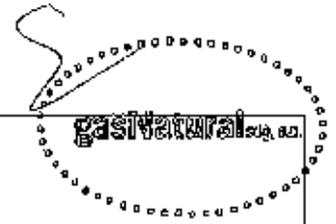
8. Acciones propias

La Junta General de Accionistas, en su reunión de 20 de abril de 2010, acordó autorizar expresamente al Consejo de Administración, con facultad de delegación, para que en un plazo no superior a los cinco años pudiera adquirir a título oneroso, hasta un máximo del 10% del capital social o la cifra máxima que resultara 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 total de la autocartera pudiera superar el 10% del capital suscrito, o cualquier otro que legalmente se establezca.

En virtud de la mencionada autorización, durante el ejercicio 2013 se adquirieron 3.447.535 acciones propias por importe de 52 millones de euros (1.325.160 acciones propias por importe de 15 millones de euros durante el ejercicio 2012) de las que 163.279 acciones propias por importe de 3 millones de euros (275.490 acciones por importe de 2 millones de euros a 31 de diciembre de 2012) se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2013 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (Nota 3.3.14.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 50 millones de euros (13 millones de euros a 31 de diciembre de 2012). Tanto al cierre del ejercicio 2013 como al cierre del ejercicio 2012, Gas Natural Fenosa no poseía acciones propias en autocartera.

9. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 37 de la Memoria Consolidada.



MODELO ANEXO I

**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA 2013

C.I.F. A-08015497

Denominación Social:

GAS NATURAL SDG, S.A.

Domicilio Social:

Plaça del Oas, nº 1 - 08003 BARCELONA





**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

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
22/06/2012	1.000.689.341,00	1.000.689.341	1.000.689.341

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí No

Clase	Número de acciones	Nominal unitario	Número unitario de derechos de voto	Derechos diferentes

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA		CAIXABANK, S.A.	208	0,000
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA		CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	346.450.080	34,621
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA		VIDACAIXA, S.A. DE SEGUROS Y REASEGUROS	1.438	0,000
REPSOL, S.A.	238.844.669			23,868
REPSOL, S.A.		REPSOL EXPLORACIÓN, S.A.	15.674.500	1,566
REPSOL, S.A.		REPSOL PETRÓLEO, S.A.	45.697.702	4,567
SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERCIALISATION	40.092.780			4,007



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

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	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	3.262		0	0,000
DON ANTONIO BRUFÀU NIUBO	81.139	DON ANTONIO BRUFÀU PANELLA	1.086	0,008
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	13.055		0	0,000
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	2.020	DOÑA MERCADES CAVESTANY DE DALMASES	8.025	0,001
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	2.826	INVERSIONES LAS PARRAS DE CASTELLOTE, S.L.	31.150	0,003
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA	1.098		0	0,000
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI	8.339		0	0,001
DON FELIPE GONZÁLEZ MÁRQUEZ	1.902		0	0,000
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	0		0	0,000
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	156		0	0,000
DON JUAN		DON JUAN	2.000	0,000



ROSELL LASTORTRAS		ROSELL CODINACHS		
DON LUIS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	18.156	DOÑA SOLEDAD SUÁREZ DE LEZO RIVAS	998	0,002
DON MIGUEL VALLS MASEDA	7.000		0	0,001
DON NEMESIO FERNÁNDEZ- CUESTA LUCA DE TENA	1		0	0,000
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	5.000		0	0,000
DON SANTIAGO COBO COBO	684		0	0,000
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES	350		0	0,000

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	
--------------------------------------------------------------------	--

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos directos	Derechos indirectos		Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo	Número de derechos de voto		

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:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
REPSOL, S.A.	COM CON SOC	Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre La Caixa y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichos Grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	COM CON SOC	Las relaciones comerciales, contractuales o societarias existentes entre La Caixa y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por



		dichos Grupos. Asimismo, ver pacto parasocial apartado A.6.
--	--	-------------------------------------------------------------

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:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERCIALISATION	COMERCIAL	Adquisición de una participación del 10% en MEDGAZ, S.A. realizada el 8 de enero de 2013 (54 millones de Euros) junto con un 10% del préstamo del accionista (8 millones de Euros).

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí No

Intervinientes del pacto parasocial	% de capital social afectado	Breve descripción del pacto
REPSOL, S.A. CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA		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 y la Caixa preservarán en todo momento los principios de transparencia, independencia y profesionalidad en la gestión de GAS NATURAL FENOSA 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, cinco (5) más nombrados a propuesta de la Caixa, un (1)



		<p>consejero en representación de Caixa Catalunya y seis (6) consejeros independientes propuestos de manera conjunta por la Caixa y Repsol. Repsol y la Caixa votarían, 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 al Consejero Delegado. Los consejeros de Repsol y la Caixa votarían 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 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 FENOSA, consensuarán, previamente a su sometimiento al Consejo de Administración el Plan estratégico de GAS NATURAL FENOSA, que incluirá todas las decisiones que afecten a las líneas fundamentales de la estrategia de la sociedad: su estructura organizativa, el</p>
--	--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



		<p>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 FENOSA.</p> <p>Hechos relevantes: N° 20320 de fecha 12/01/2000, N° 35389 de fecha 22/05/2002 y N°s. 42788 – 42785 – 42790 y 42784 de fecha 20/06/2003.</p>
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí

No

Intervientes acción concertada	% de capital social afectado	Breve descripción del concierto
<p>REPSOL, S.A.</p> <p>CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA</p>		<p>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, 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 FENOSA 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</p>



		lugar a una acción concertada entre "la Caixa" y Repsol en GAS NATURAL FENOSA. Hechos relevantes: Nº 20320 de fecha 12/01/2000, Nº 35389 de fecha 22/05/2002 y Nºs. 42788 - 42785 - 42790 y 42784 de fecha 20/06/2003.
--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

Nombre o denominación social
CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA REPSOL, S.A.
Observaciones
El control puede ser ejercido por la acción concertada indicada en el apartado A.6.

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocarera 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:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Total:	0

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% total sobre capital social
	0	0	0,000



A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la junta de accionistas al consejo de administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General de Accionistas de 20 de abril de 2010, en su punto octavo del Orden del Día autorizó al Consejo de Administración para acordar en un plazo no superior a 5 años la adquisición a título oneroso las acciones de la Sociedad. En las siguientes condiciones:

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 2012 en su punto décimo del Orden del Día adoptó el siguiente acuerdo:

DÉCIMO.- Autorización al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, conforme a lo dispuesto en el artículo 297.1 b) de la Ley de Sociedades de Capital, para que, dentro del plazo máximo de cinco (5) años, si lo estima conveniente, pueda aumentar el capital social hasta la cantidad máxima correspondiente a la mitad del capital social en el momento 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 a los artículos que correspondan de los Estatutos Sociales y dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de 20 de abril de 2010.

Décimo.-



- 1) Teniendo en cuenta la cifra actual del capital social, autorizar al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, para aumentar el capital social en CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SESENTA Y NUEVE EUROS (495.836.069.-€) dentro del plazo de cinco (5) 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 sea preciso por el aumento o aumentos de capital que se realicen 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, dejando sin efecto la autorización acordada por la Junta General de 20 de abril de 2010.
- 2) Se atribuye expresamente al Consejo de Administración, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, la facultad de excluir, en todo o en parte, el derecho de suscripción preferente en relación con todas o cualesquiera de las emisiones que acordare en base a la presente autorización.
- 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, con facultad de sustitución en la Comisión Ejecutiva, y durante un plazo máximo de cinco (5) años a partir de esta fecha, está facultado para aumentar el capital social en la cantidad CUATROCIENTOS NOVENTA Y CINCO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SESENTA Y NUEVE EUROS (495.836.069,-€), 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 si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

SI

No

Descripción de las restricciones
Como Sociedad que integra en su Grupo determinados activos y actividades regulados y cuasi-regulados, la adquisición de acciones de GAS NATURAL SDG, S.A. puede estar sujeta a lo dispuesto en la Disposición Adicional Novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.



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:

A.12. Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí No

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSC para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC para los supuestos especiales del art. 194 LSC
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		

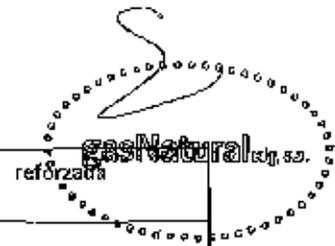
Descripción de las diferencias

B.2 Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la	Otros supuestos de mayoría
--	---------------------------------	----------------------------



	establecida en el artículo 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		
Describa las diferencias		

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos.

La modificación de los Estatutos Sociales se regula 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 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).



- B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente Informe y los del ejercicio anterior:

Fecha Junta general	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
16/04/2013	68,86	10,48	0%		79,34
20/04/2012	67,09	8,80	0%		75,89

- B.5 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
---------------------------------------------------------------	-----

- B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad ("filialización", compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad ...) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí No

- B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

Respecto al apartado de Gobierno Corporativo el itinerario es el siguiente:
www.gasnaturalfenosa.com → Accionistas e Inversores → Gobierno Corporativo.

Respecto al apartado de Junta General el itinerario es el siguiente:
www.gasnaturalfenosa.com → Accionistas e Inversores → Junta General.

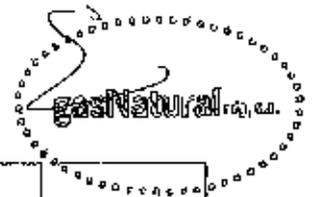
C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de administración

- C.1.1 Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos sociales:

Número máximo de consejeros	20
Número mínimo de consejeros	10

- C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del consejo:



Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	-	PRESIDENTE	23/06/2003	16/04/2013	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON ANTONIO BRUFAU NUÑO	-	VICEPRESIDENTE	16/06/1989	20/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON RAFAEL VILLASCA MARCO	-	CONSEJERO DELEGADO	24/01/2005	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	-	CONSEJERO	16/12/2002	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON DEMEIRIO CARCELLER ARCE	-	CONSEJERO	29/06/2007	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON EMILIANO LÓPEZ ACEURRA	-	CONSEJERO	23/06/2003	16/04/2013	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI	-	CONSEJERO	27/06/1991	20/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON FELIPE GONZÁLEZ MÁRQUEZ	-	CONSEJERO	17/12/2010	14/04/2011	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON HERBERT PADROL MUNTÉ	-	CONSEJERO	20/04/2012	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	-	CONSEJERO	25/01/2008	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON JUAN ROSELL LASTORTAS	-	CONSEJERO	26/06/2009	16/04/2013	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	-	CONSEJERO	26/02/2010	20/04/2010	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON MIGUEL VALLS MASEDA	-	CONSEJERO	28/01/2005	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	-	CONSEJERO	28/01/2011	14/04/2011	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	-	CONSEJERO	18/06/2010	14/04/2011	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON SANTIAGO COBO COBO	-	CONSEJERO	16/12/2002	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS
DON XABIER AÑOVROS TRIAS DE BES	-	CONSEJERO	20/04/2012	20/04/2012	VOTACIÓN EN JUNTA DE ACCIONISTAS

Número total de consejeros

17

Indique los ceses que se hayan producido en el consejo de administración durante el periodo sujeto a información:



Nombre o denominación social del consejera	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja

C.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 informado 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
% sobre el total del consejo	11,765

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON ANTONIO BRÚPAU NIUBÓ	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IDAZOQUI	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXA HOLDING, S.A.U.
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXA HOLDING, S.A.U.
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXA HOLDING, S.A.U.
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CRITERIA CAIXA HOLDING, S.A.U.
DON LUIS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	REPSOL, S.A.

Número total de consejeros dominicales	8
% sobre el total del consejo	47,059

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES



Nombre o denominación del consejero	Perfil
DON CARLOS LOSADA MARRODAN	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 MARQUÉZ	Abogado. Presidente del Gobierno de España 1982-1996.
DON MIGUEL VALLS MASEDA	Licenciado en Ciencias Económicas, Master por EADA y Diplomado en Dirección de Empresas por IESE.
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de Barcelona.
DON SANTIAGO COBO COBO	Empresario. Diplomado en Alta Dirección de Empresas.
DON XABIER ANÓVEROS TRIAS DE BES	Abogado, Doctor en Derecho.

Número total de consejeros independientes	7
% total del consejo	41,176

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la relación	Declaración motivada
DON CARLOS LOSADA MARRODÁN	Bonificación en tarifa del gas	El importe de la bonificación no es significativo para el Consejero por lo que no compromete su independencia.

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado o propuesto su nombramiento



Número total de otros consejeros externos	
% total del consejo	

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:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
Ejecutiva								
Dominical								
Independiente								
Otras Externas								
Totales								

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas
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 los 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 buscado. Dicha obligación se recoge en el artículo 31,2 del Reglamento del Consejo de Administración.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos
Examinadas las distintas características profesionales en la selección de posibles candidatos y candidatas a ocupar un puesto en el Consejo, ha resultado que los candidatos se ajustaban mejor que las candidatas al perfil requerido.

C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

De los tres accionistas significativos que tiene la Compañía en la actualidad, sólo dos de ellos están representados en el Consejo mediante personas físicas.

Tanto la CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA, como REPSOL, S.A. están representados, respectivamente cada uno de ellos, por los Consejeros Externos Dominicales referenciados en el apartado C.1.3.

En virtud de los pactos parasociales vigentes, CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA propondrá a quien haya de ostentar la condición de Presidente del Consejo y REPSOL, S.A. la de Consejero Delegado. Los consejeros de REPSOL, S.A. y CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA votarán a favor de los miembros propuestos por cada uno de ellos para los mencionados cargos. (Vid. apartados A.6 y C.1.3.).

C.1.8 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:

Nombre o denominación social del accionista	Justificación

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

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

- C.1.9 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:

Nombre del consejero	Motivo del cese

- C.1.10 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.

- C.1.11 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	REPSOL-GAS NATURAL LNG, S.L.	VICEPRESIDENTE

- C.1.12 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 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 GABARRO SERRA	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON ANTONIO BRUFAU NTUBO	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	BBRÓ PULVERA, S.A.	VICEPRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	SACYR-VALLEHERMOSO, S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	REPSOL, S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	CAIXABANK, S.A.	VICEPRESIDENTE -CONSEJERO DELEGADO
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	BANCO PORTUGUES DE	CONSEJERO



	INVESTIMENTO, S.A. (BPI)	
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	GRUPO FINANCIERO INBURSA, S.A.R. de C.V.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	ERSTE GROUP BANK AG	CONSEJERO
DON JUAN ROSELL LASTÓRRAS	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON LUÍS SUÁREZ DE JEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.	SECRETARIO CONSEJERO

C.1.13 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

Explicación de las reglas

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades	X	
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	6.890
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	2.335
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	9.225



C.1.16 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/s
DON MANUEL FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MAYORISTAS DE ENERGÍA
DON JOSÉ MARÍA EGEA KRAUEL	DIRECTOR GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA
DON JOSÉ JAVIER FERNÁNDEZ MARTÍNEZ	DIRECTOR GENERAL DE GENERACIÓN
DON ANTONIO PERIS MINGOT	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS REGULADOS
DON DANIEL LÓPEZ JORDÀ	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MINORISTAS DE ENERGÍA
DON SERGIO ARANDA MORINO	DIRECTOR GENERAL DE LATINOAMÉRICA
DON ANTONIO BASOLAS TENA	DIRECTOR GENERAL DE ESTRATEGIA Y DESARROLLO
DON ANTONIO GALLART GABÁS	DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS
DON JORDI GARCÍA TABERNEIRO	DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN Y GABINETE DE PRESIDENCIA
DON CARLOS JAVIER ÁLVAREZ FERNÁNDEZ	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO
DON MANUEL GARCÍA COBALEDA	DIRECTOR GENERAL DE SERVICIOS JURÍDICOS Y SECRETARÍA DEL CONSEJO
DON CARLOS AYUSO SALINAS	DIRECTOR DE AUDITORÍA INTERNA

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	8.855
-------------------------------------------------------	-------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos 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 AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	VICEPRESIDENTE PRIMERO
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CONSEJERO DE CAIXABANK, S.A.
DON ANTONIO BRUFAD NIUBO	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	REPSOL, S.A.	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	VICEPRESIDENTE DE CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CONSEJERO DE VIDACADXA GRUPO, S.A.U.
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	VICEPRESIDENTE Y CONSEJERO DELEGADO DE CAIXABANK, S.A.
DON JUIS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.	SECRETARIO CONSEJERO
DON JUAN ROSELL LASTORIRAS	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CONSEJERO DE CAIXABANK, S.A.
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LÚCA DE TENA	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE DE REPSOL EXPLORACIÓN, S.A.



DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE DE REPSOL PETRÓLEO, S.A.
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE DE REPSOL SINOPEC BRASIL, S.A.
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE DE REPSOL COMERCIAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, S.A.
DON MIGUEL VALLS MASEDA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	CONSEJERO DE VIDACAJA GRUPO, S.A.U.

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 GABARRO SERRA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	VICEPRESIDENTE FUNDACIÓN "LA CAIXA"
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	REPSOL, S.A.	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS. MIEMBRO DEL COMITÉ DE DIRECCIÓN Y MIEMBRO DEL COMITÉ DE OPERACIONES DE REPSOL, S.A.
DON JUAN MARIA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	DIRECTOR GENERAL DE LA CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA
DON JUAN MARIA NIN GÉNOVA	CAJA DE AHORROS Y PENSIONES DE BARCELONA	VICEPRESIDENTE FUNDACIÓN "LA CAIXA"

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

SÍ No

Descripción modificaciones

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, 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.

Los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los Consejeros están regulados en los artículos 41 y 42 de los Estatutos Sociales y en los artículos 11 al 14, 16 y 31 del Reglamento del Consejo de Administración.

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 fueran 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 a 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 GAS NATURAL FENOSA, salvo que hubieran transcurrido 3 o 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
- b) Perciban de la Sociedad, o del Grupo GAS NATURAL FENOSA, 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 GAS NATURAL FENOSA.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o altos directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de GAS NATURAL SDG, S.A. sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se considerarán relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o altos directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de alguna de las sociedades del Grupo GAS NATURAL FENOSA.

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 período 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.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad:

Sí No

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones
La autoevaluación no ha dado lugar a cambios importantes en la organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades. El Consejo concluye en su informe que durante el ejercicio de 2013 ha funcionado con la normalidad esperada, ejercitando plenamente y sin interferencias sus competencias con total respeto tanto de la legalidad vigente como de las normas de organización y funcionamiento del Reglamento del Consejo.

C.1.21 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:

- Quando los Consejeros Internos cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese asociado su nombramiento como Consejero.
- Quando 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.

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

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del consejo. En su caso, explique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí No

Medidas para limitar riesgos

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

Explicación de las reglas

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí No

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del consejo de administración.

Sí No

Descripción de los requisitos



C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí No

Materias en las que existe voto de calidad

C.1.26 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

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí No

Número máximo de ejercicios de mandato	
----------------------------------------	--

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas 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 art. 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."

C.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. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.



Número de reuniones del consejo	12
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	4
Número de reuniones del comité de auditoría	5
Número de reuniones de la comisión de nombramientos y retribuciones	9
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	
Número de reuniones de la comisión _____	

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	5
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	94,61

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

Sí No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha/han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON CARLOS JAVIER ALVAREZ FERNÁNDEZ	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO

C.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.

C.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Sí

No

C.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”.	

	Sí	No
¿La comisión de nombramientos informa del nombramiento?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
¿La comisión de nombramientos informa del cese?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
¿El consejo en pleno aprueba el nombramiento?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
¿El consejo en pleno aprueba el cese?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

¿Tiene el secretario del consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por el seguimiento de 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.”

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, 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.

C.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

Explicación de los desacuerdos

C.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 X No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	-	24	24
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	-	0,719	0,555

C.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 X

Explicación de las razones

C.1.39 Indique el número de ejercicios 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 ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	23	23

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	100,0	100,0

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí X 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 velar 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).

C.1.41 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:

SI

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 al 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 resultarles 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.

C.1.42 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
<p>El artículo 15.2 del Reglamento del Consejo de Administración establece, en este sentido, lo siguiente:</p> <p>“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:</p> <ul style="list-style-type: none">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 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.” <p>Por su parte el artículo 16.7 del Reglamento indica que:</p> <p>“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</p>



la urgencia requerida.”

- C.1.43 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 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí No

Nombre del consejero	Causa Penal	Observaciones

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 o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el consejo de administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí No

Decisión tomada/actuación realizada	Explicación razonada

- C.1.44 Detalle 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.

El Acuerdo de Actuación Industrial entre REPSOL, 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, S.A. y GAS NATURAL SDG, S.A. relativa a REPSOL-GAS NATURAL LNG, S.L. contemplaban a 31 de diciembre de 2013 como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

Por otro lado, la mayor parte de la deuda viva que incluye una 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. están sujetas a condiciones adicionales tales como reducción importante de la calificación crediticia o rating provocada por el cambio de control; perjuicio material para el acreedor; conlleve un cambio material adverso en la solvencia o en la capacidad de cumplir el contrato. Estas cláusulas suponen el reembolso de la deuda en un plazo mucho mayor al concedido en los supuestos de resolución anticipada; en algunas se contempla el otorgamiento de garantías como alternativa al reembolso.

En concreto, los bonos emitidos, en volumen aproximado de 12.000 Millones de Euros, como es habitual en el euromercado, serían susceptibles de vencimiento anticipado siempre que ese cambio de control provocara



una caída de tres escalones o tres "full notches" en al menos dos de las tres calificaciones que tuviera y todas las calificaciones cayesen por debajo de "investment grade" y siempre que la Agencia Calificadora expresase que la reducción de la calificación crediticia viene motivada por el cambio de control.

Asimismo existen préstamos por un importe de aprox. 2.400 millones de Euros que podrían ser objeto de reembolso anticipado en caso de cambio de control, una parte de ese importe se refiere a la refinanciación que se tomó para la adquisición de Unión Fenosa. Todos cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

En un porcentaje superior al 60%, las cláusulas de cambio de control además están ligadas a que se provoquen perjuicios para los acreedores o reducciones importantes de rating. En casi todas esas cláusulas se excluye el cambio de control si cualquiera de los accionistas actuales mantienen participaciones relevantes en la compañía conjuntamente con el tercero. Algún contrato contempla el otorgamiento de garantías como alternativa al reembolso.

- C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios	26
<p>Tipo de beneficiario Comité de Dirección y otros Directivos</p>	<p>Descripción del acuerdo 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, salvo en casos de incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales con perjuicio grave para la compañía y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución por el pacto de no competencia post-contractual por un período de un año.</p> <p>Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación, salvo en casos de incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales con</p>

	<p>perjuicio grave para la compañía, y una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.</p> <p>Adicionalmente existen acuerdos de indemnización con otros catorce Directivos, cuyos importes dan derecho a los mismos a percibir una indemnización mínima de una anualidad en determinados casos de extinción de la relación, salvo en casos de incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales con perjuicio grave para la compañía. Asimismo, se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.”</p>
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de administración	Junta general
Órgano que autoriza las cláusulas	NO	NO

	SI	NO
¿Se informa a la Junta general sobre las cláusulas?	X	

C.2 Comisiones del consejo de administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del consejo de administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN EJECUTIVA O DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	PRESIDENTE	EJECUTIVO
DON ANTONIO BRUFAU NILBO	VICEPRESIDENTE	DOMINICAL
DON CARLOS LOSADA MARODÁN	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	VOCAL	DOMINICAL
DON EMILIANO LÓPEZ ACHORRA	VOCAL	INDEPENDIENTE
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCIA TRAZOQUI	VOCAL	DOMINICAL
DON JUAN MARÍA NÍN GÉNOVA	VOCAL	DOMINICAL



DON RAFAEL VILLASECA MARCO	VOCAL	EJECUTIVO
-------------------------------	-------	-----------

% de consejeros ejecutivos	25
% de consejeros dominicales	50
% de consejeros independientes	25
% de otros externos	-

COMITÉ DE AUDITORÍA

Nombre	Cargo	Tipología
DON CARLOS LOSADA MAKRODÁN	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON LUIS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	VOCAL	DOMINICAL
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	VOCAL	INDEPENDIENTE

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	33,33
% de consejeros independientes	66,66
% de otros externos	-

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
DON MIGUEL VALLS MASEDA	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON ANTONIO BRUFAU MUBÓ	VOCAL	DOMINICAL
DON SANTIAGO COBO COBO	VOCAL	INDEPENDIENTE

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	33,33
% de consejeros independientes	66,66
% de otros externos	-

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	Cargo	Tipología

% de consejeros ejecutivos	
% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología



--	--	--

% de consejeros ejecutivos	
% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

COMISIÓN DE _____

Nombre	Cargo	Tipología

% de consejeros ejecutivos	
% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeros que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de consejeros							
	Ejercicio t		Ejercicio t-1		Ejercicio t-2		Ejercicio t-3	
	Número	%	Número	%	Número	%	Número	%
Comisión ejecutiva								
Comité de auditoría								
Comisión de nombramientos y retribuciones								
comisión de nombramientos								
comisión de retribuciones								
comisión de _____								

C.2.3 Señale si corresponden al comité de auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
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	X	



	SÍ	No
contables		
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
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	X	
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	X	
Elevar al consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
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	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del consejo.

COMISION EJECUTIVA (artículos 50 y 51 de los Estatutos Sociales y artículo 30 del Reglamento del Consejo):

1.1.- Facultades.

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.

Mediante acuerdo del Consejo de Administración de 20 de febrero de 1992 se le delegaron las siguientes facultades a la Comisión Ejecutiva:

- 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 daban prestarla.



- Señalar las remuneraciones que deban satisfacerse por servicios extraordinarios.
- Verificar arqueos de los fondos de la Sociedad.
- Recibir, dirigir y contestar requerimientos e intimas 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, Provincia o Municipio, 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 todas clases, 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 condicionadamente, 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 timificaciones 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 enofas, 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, Provincia o Municipio, 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 concurren 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, convocada por su Presidente, se reunirá, cuando lo considere necesario su Presidente o previa solicitud de 1/3 de sus miembros. 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.

COMISION DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES (artículo 31 del Reglamento del Consejo).

Funciones:

La Comisión tiene funciones de estudio y de propuesta al Consejo sobre las siguientes materias:

- 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 GAS NATURAL PENOSA.
- 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.

COMISION DE AUDITORÍA Y CONTROL (artículos 51 Bis de los Estatutos Sociales y 32 del Reglamento del Consejo).

Funciones:

Artículo 51 Bis de los Estatutos Sociales:

1.- Informar a la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.

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.

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.

4.- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada.

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.

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.

7.- Cualquier otra función que le sea encomendada por el Consejo de Administración con carácter general o particular.

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.

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.

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 (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 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 de 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 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.
- 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.

C.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.

Las Comisiones del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. son la Comisión Ejecutiva, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Auditoría y Control. Estas dos últimas tienen competencias de propuesta y estudio.

Las referidas Comisiones están reguladas en los Estatutos Sociales de la Compañía y en el Reglamento de organización y funcionamiento del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. y su Comisiones. Ambos documentos pueden consultarse en el Registro Mercantil de Barcelona y en la web de la Compañía (www.gasnaturalfenosa.com).

Durante 2013 no se han modificado ni los Estatutos Sociales ni el Reglamento de organización y funcionamiento del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. y sus Comisiones.

En cumplimiento del artículo 5 del Reglamento del Consejo, las Comisiones del Consejo han elaborado un informe anual que se ha sometido al Consejo de Administración sobre la calidad y eficiencia de su funcionamiento durante el ejercicio de 2013.

C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí No



En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPU

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas
El Consejo de Administración.

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas
Conforme al artículo 16, in fine del Reglamento del Consejo: "...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 otras 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 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 a fin de que los demás accionistas puedan conocer su alcance e importancia.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

El Consejo de Administración de 30 de septiembre de 2011, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó otorgar una autorización genérica a las operaciones vinculadas de compra de red de polietileno de REPSOL BUTANO, S.A. que se realicen en condiciones normales de mercado. Dicha autorización es ejecutada por el Director General de Negocios Minoristas.

El Consejo de Administración de 25 de mayo de 2012, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, otorgó una autorización genérica para las operaciones ordinarias que se realicen en condiciones de mercado con CAIXABANK, S.A. o con cualquier entidad perteneciente al Grupo "La Caixa" relativas a: apertura de cuentas corrientes bancarias, inversiones financieras temporales generadas por los excedentes de tesorería de las operaciones corrientes, gestión de recibos al cobro, pagos diversos relacionados con la operativa habitual (nóminas, impuestos, Seguridad Social, proveedores y otros de similar naturaleza),

emisión de tarjetas VISA y equivalentes, compra y venta de divisas al contado o a plazo con antelación al pago y cobro de facturas en moneda extranjera aprobadas, confirmación de cartas de crédito documentario, contratación de derivados de tipos de interés, así como contratos ISDA y CMOF, así como cualquier otro de similar naturaleza, que amparen todas o algunas de las operaciones anteriores). Dicha autorización es ejecutada por el Director General Económico-Financiero.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas 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)
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Gastos financieros	6.916
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Otros gastos	36.983
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Ingresos financieros	27.697
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	10.500
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Otros ingresos	804
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1.577.755
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	705.852
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	6.186
CRITERIA CAIXAHOLD	GAS NATURAL	COMERCIAL	Garantías y avales	137.500



ING, S.A.U.	SDG, S.A.		recibidos	
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Contratos de gestión o colaboración	843.020
CRITERIA CAIXAHOLD ING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Dividendos y otros beneficios distribuidos	311.037
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Recepción de servicios	91.702
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Compra de bienes (terminados o en curso)	1.090.558
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Arrendamientos	371
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Prestación de servicios	54.524
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Venta de bienes (terminados o en curso)	1.108.363
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	1.299
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	6.620
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Dividendos y otros beneficios distribuidos	268.474

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la operación	Importe (miles de euros)

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades 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.

En todo caso, se informará de cualquier operación Intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)
Buenergía Gas & Power, Ltd	Dividendos percibidos de EcoEléctrica Holding, Ltd y Ecoeléctrica Limited	26.710
EcoEléctrica Holding, Ltd	Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y abonados a Buenergía Gas & Power, Ltd	26.443
Ecoeléctrica Limited	Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y abonados a Buenergía Gas & Power, Ltd	267

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

D.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 GAS NATURAL FENOSA, 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 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 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 afectan 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 materias relativas 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 dudas 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.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión 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;

Sí No



Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas del grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de Interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Sistema de Gestión de Riesgos funciona de forma integral, continua, consolidando dicha gestión por área o unidad de negocio o actividad, filiales, zonas geográficas y áreas de soporte (como por ejemplo recursos humanos, marketing o control de gestión) a nivel corporativo.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

**Comisión de Auditoría y Control
Comité de Riesgos
Dirección General Económico Financiera
Dirección de Auditoría Interna
Dirección de Riesgos**

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

**Precio de commodities
Volumen de gas
Precio de la electricidad
Volumen de electricidad
Regulatorio
Estratégico
Crédito
Tipo de Cambio
Tipo de interés
Liquidez
Imagen y Reputación
Fraude
Procesos
Accidentes
Medio Ambiente
Cambio Climático**

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La compañía cuenta con niveles de tolerancia al riesgo establecidos a nivel corporativo para las principales tipologías de riesgo.

El proceso de evaluación de riesgos nace en la identificación de los mismos, generalmente por parte de los negocios que soportan la exposición. Dicha identificación se produce en el momento de originarse la exposición. No obstante, anualmente se realiza una revisión en profundidad por parte de la Dirección de Riesgos para garantizar la correcta identificación de todas las exposiciones, tanto actuales como potenciales.

Es responsabilidad de la Dirección de Riesgos realizar la evaluación de los riesgos identificados, atendiendo a:

- 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.

Finalmente, propondrá un nivel de tolerancia para las tipologías identificadas, que será aprobado por el Comité de Riesgos.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

El principal riesgo materializado en el ejercicio ha sido de índole Regulatoria, derivado de las medidas adoptadas para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico, publicadas en el mes de julio.

Todas las circunstancias que han incidido en la materialización de dicho riesgo responden a casuísticas exógenas, inherentes a las actividades desarrolladas por GAS NATURAL FENOSA.

Los riesgos restantes han evolucionado sin impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas: los sistemas de control interno han funcionado de manera adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Los riesgos susceptibles de afectar al desempeño de GAS NATURAL FENOSA se recogen en el Mapa de Riesgos de la Compañía. Dicho mapa es el principal medio de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control en sus funciones de supervisión de los riesgos de la entidad.

En un nivel más operativo, la Dirección de Riesgos y otras áreas específicas (Regulación, Medio Ambiente, Generación) realizan mediciones periódicas de la evolución de los riesgos principales, señalando las indicaciones oportunas en caso de observar niveles de exposición o tendencias en su evolución que pudieran exceder la tolerancia establecida.

F SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.



F.1 Entorno de control de la entidad

informe, señalando sus principales características de, al menos:

- F.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 la 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 SCIF 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 SCIF. 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 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.
- 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 SCIF. 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 SCIF y al Modelo de Prevención de Riesgos Penales.
- 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.

F.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 autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan 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 son realizados 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 SCIF, 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 a 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 (v) 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, 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 9 idiomas:

- Desde el exterior: web corporativa de GAS NATURAL FENOSA.
- Internamente, en la plataforma del grupo Naturalnet.

Adicionalmente se han desarrollado cursos de formación "on line" a través de la Universidad Corporativa de GAS NATURAL FENOSA, que son obligatorios para todos los empleados de GAS NATURAL FENOSA.

GAS NATURAL FENOSA, a través de la Comisión del Código Ético, lleva a cabo de forma periódica campañas 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.

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, así como información del canal de consultas y notificaciones de aspectos relacionados con el Código Ético. Actualmente se está llevando a cabo un proyecto de modificación del clausulado de contratos mercantiles y pedidos de aplicación en Compras España con el fin de ampliar el alcance informativo en el ámbito de Política de Derechos Humanos y Código Ético de GAS NATURAL FENOSA.

- 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 2013 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 SCIF, 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, de los profesionales involucrados en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIF, 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 la gestión del conocimiento y el desarrollo de personas en todo el ámbito de la compañía. La Universidad Corporativa cuenta con la certificación ISO 9001-2008 y con la acreditación CLIP desde 2003 y renovada en 2013. Esta certificación reconoce la calidad de los procesos de aprendizaje y desarrollo de personas en las organizaciones de educación empresarial.

Los objetivos de la Universidad Corporativa son, entre otros: asegurar la gestión del conocimiento en una organización multinacional y multicultural; posicionar a la organización como referente en formación en el sector energético; garantizar que los empleados adquieran los conocimientos técnicos y las habilidades necesarias para alcanzar los objetivos estratégicos marcados y transmitir y compartir la experiencia y las mejores prácticas existentes en la compañía.

A lo largo del año 2013 se ha ido implantando el nuevo modelo formativo de GAS NATURAL FENOSA, basado en itinerarios formativos, que supone una evolución importante en el modelo de capacitación, ya que alinea al máximo la actividad formativa con los objetivos de negocio. Los itinerarios, que abordan grandes funciones o roles de la organización, están compuestos por tres bloques: conocimientos de contexto, que forman parte de todos los itinerarios; conocimientos funcionales, asignados por los negocios a un puesto o perfil; y habilidades, asociadas a las veinticuatro competencias contempladas en el Modelo de Liderazgo de GAS NATURAL FENOSA.

Los conocimientos específicos para el área económico financiera cubren varios objetivos, entre ellos: homogeneizar los procesos económico financieros desarrollados en cualquier ámbito de la organización; la actualización de los criterios contables, fiscales, financieros, de gestión de riesgos, de control de gestión, de normativa internacional y de los conocimientos técnicos del área fiscal; así como proporcionar conocimientos suficientes sobre valoración de empresas, derivados financieros y análisis de estados financieros.



Entre la formación que tuvo lugar en 2013 destaca la realizada en la herramienta de gestión del SCIIF "SAP GRC Process Control" a la que dedicaron 357 horas 53 participantes. También diversos profesionales de la unidad se capacitaron en materias tales como tasaciones y valoración inmobiliaria, finanzas de la energía, consolidación de estados financieros y estrategias de ventas, matemáticas financieras, planificación fiscal internacional y aspectos legales fiscales.

En total, en 2013, en torno a 136 profesionales del área económico-financiera dedicaron cerca de 1.706 horas a su capacitación en contenidos específicos de la misma.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.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 desglosos 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 desglosos 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 PENOSA".

Para cada una de las cuentas/desglosos significativos se han definido los procesos y subprocesos críticos asociados a las cuentas/desglosos 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 PENOSA".

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 PENOSA.

Por último, las actividades de control consistentes en las políticas y procedimientos incorporados 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 PENOSA".

Tanto la Matriz de definición de alcance, como la Matriz de riesgos, como la Matriz de actividades de control, se actualizan anualmente.

GAS NATURAL PENOSA, consciente de la importancia de disponer de una herramienta que asegure el control adecuado de la gestión del SCIIF, ha finalizado en el año 2013 la implantación de SAP GRC Process Control, para la gestión integral de la documentación, evaluación y supervisión del control interno en los procesos de GAS NATURAL PENOSA. Esta implantación, realizada en el marco del programa de mejora de eficiencia de GAS NATURAL PENOSA, se ha llevado a cabo, inicialmente, en todas las sociedades españolas con participación mayoritaria y en las que se tiene responsabilidad en su operación y/o gestión y está previsto que se realice en el resto de los países en el período 2014-2015. Para su implantación se ha contado con el apoyo de los usuarios responsables de los controles claves del SCIIF y de Auditoría Interna.

A excepción de la matriz de definición de alcance, en SAP GRC Process Control está integrado el modelo SCIIF de GAS NATURAL PENOSA. En esta herramienta están identificados los procesos críticos, sus riesgos asociados, así como las actividades de control que los mitigan, recogidos en las matrices de riesgos y controles anteriormente indicadas. Asimismo,



quedan identificadas e integradas en la estructura de procesos las unidades responsables de la ejecución de las actividades de control.

Entre los beneficios que aporta la implantación de SAP GRC Process Control se encuentran los siguientes:

- Centraliza toda la documentación y gestión del SCIIF de GAS NATURAL FENOSA de forma homogénea.
- Integra el control interno de la información financiera en los procesos de negocio y corporativos, permitiendo a cada unidad organizativa responsable realizar, periódicamente, la evaluación de sus controles, aportando las evidencias necesarias y, anualmente, ejecutar el proceso de certificación interna del SCIIF.
- Utiliza workflows y formularios para la gestión de las actividades de control, la documentación de las evidencias de la ejecución de las mismas y para los planes de acción.
- Permite el acceso documental a las evidencias de los controles sobre los procesos y a la visualización del resultado de la evaluación de forma ágil e inmediata.
- Constituye una herramienta de apoyo para el proceso de supervisión del SCIIF por parte de Auditoría Interna.
- Facilita la obtención y soporte de la información requerida para el reportíng sobre el SCIIF tanto externo como interno

La puesta en explotación de SAP GRC Process Control se efectuó en abril de 2013, con el lanzamiento de la primera solicitud de evaluación de los controles referentes al cierre del mes de marzo. A partir ahí, se han realizado otras dos peticiones de evaluación adicionales en el ejercicio, solicitando las evidencias de la realización de los controles a las unidades involucradas en el SCIIF, de acuerdo a la periodicidad establecida en cada caso. Esta evaluación permite, si procede, identificar e informar de debilidades y de los planes de acción necesarios.

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 del grupo 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 dotener la realización del fraude a través de medidas disuasorias.

La supervisión de la eficacia del SCIF 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 con Auditoría externa (ver apartado F.5).

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIF, 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.

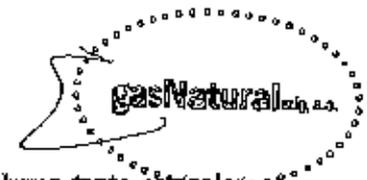
GAS NATURAL FENOSA realiza revisiones periódicas de la información financiera elaborada, así como de la descripción del SCIF, conforme a distintos niveles de responsabilidad que garantizan la calidad de la misma.

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 la razonabilidad de 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 la Información Financiera (SCIF) de GAS NATURAL FENOSA", las actividades de control definidas por el grupo en su SCIF 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 SCIF 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 SCIF eficaz, es decir, son aquellos que describen las políticas y directrices diseñadas para proteger el SCIF 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 la herramienta de gestión del SCIF, SAP GRC Process Control, se encuentran identificados estos procesos críticos, sus riesgos asociados y las actividades de control que los mitigan, así como la documentación descriptiva de dichos 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 incorporada a SAP GRC 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 SCIF 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. Para llevar a cabo este proceso de certificación interna, las unidades involucradas utilizan las funcionalidades integradas en la herramienta SAP GRC Process Control para la gestión del SCIF de GAS NATURAL FENOSA (ver apartado F.2.1).

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.

- F.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 SCIF 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.

La Compañía cuenta con dos CPD principales (Madrid y Barcelona) que permiten facilitar la disponibilidad de los sistemas de información en caso de contingencia. Únicamente el personal autorizado puede acceder a dichas salas, quedando todos los accesos registrados.

Las comunicaciones con estos sistemas incluyen sistemas como IDS y antivirus para reforzar internamente el control ante amenazas.



Asimismo se está trabajando en la elaboración y actualización de los BRS (Business Recovery Systems) de los principales sistemas de información.

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 en la mayoría de los entornos entre los equipos de desarrollo y de 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 monitorizadas 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:

Los sistemas cuentan con Alta Disponibilidad local que permite asegurar la disponibilidad de los sistemas de información en caso de incidencias.

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, en el modelo SCIF, 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.

- F.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 y de calidad 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 promover el mantenimiento de relaciones a largo plazo y de confianza con los proveedores estableciendo mecanismos objetivos e imparciales de evaluación, selección y valando por cumplir siempre con los principios que establece el Código de conducta de GAS NATURAL FENOSA, la Política de Derechos Humanos así como la Política de Seguridad y Salud. Así mismo establece la obligatoriedad de la evaluación inicial de todos los proveedores potenciales antes de su participación en un proceso de compras, donde se evalúan entre otros aspectos legales, financieros, solvencia, calidad, seguridad, medio ambiente y responsabilidad corporativa, así como la evaluación periódica de los mismos. En determinados procesos se requiere su homologación para asegurar la calidad de los bienes y servicios que se adquieren, en colaboración con las Unidades de negocio.

Con este objetivo, 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 y homologación de los proveedores del grupo, entre los que destacan el establecimiento de procedimientos y controles que garanticen el cumplimiento de los requisitos exigidos en las especificaciones por parte de los proveedores potenciales y adjudicatarios y además se requiere adicionalmente la homologación de aquellos proveedores de servicios o suministros de materiales incluidos en las necesidades de homologación definidas por criterios de criticidad o importe.

Asimismo se ha incorporado una medición del desempeño realizada mediante encuestas de satisfacción del servicio sobre aquellos proveedores considerados significativos por su importe o trascendencia, estableciendo en los casos necesarios las medidas correctoras oportunas en cualquier etapa del proceso.



En este contexto, el área de Compras, acorde a los criterios de GAS NATURAL FENOSA, define o acuerda los indicadores de control del proceso de evaluación y homologación previa a la contratación de los proveedores y de productos, así como el seguimiento del mantenimiento de los requisitos de contratación, para garantizar los niveles de calidad de los productos y servicios adquiridos. Para los proveedores que desarrollan actividades o suministran productos que precisan homologación se han definido 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 exigencia de una u otra categoría de homologación se determina en función de la importancia cuantitativa o cualitativa en relación al servicio prestado.

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 de Servicio al Cliente
- Operador logístico
- Proceso de nóminas y gestión de personal.
- Gestión de obras y mantenimiento del negocio de Distribución
- Determinados servicios a clientes del negocio Minorista

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 la ejecución de los trabajos. 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.

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.

La Unidad de Auditoría interna de GAS NATURAL FENOSA audita los procesos y correcta aplicación de la normativa de Compras y Calidad de Proveedores y en el caso de detectar incumplimientos se realizan las correspondientes acciones correctivas.



F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

- F.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 Contable y Control Interno tiene, entre otras funciones, la responsabilidad de mantener actualizadas las políticas contables aplicables al grupo. En este sentido es 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 2013. 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 on-line a los usuarios que acceden a la intranet comunicando así esta actualización a todo el personal.

Por otro lado, la unidad de Planificación Contable y Control Interno 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 encarga de resolver dudas sobre el tratamiento contable de determinadas transacciones que puedan plantear los responsables de la información financiera de GAS NATURAL FENOSA.

- F.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 SCIB² 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 BPC para dar soporte a la elaboración de informes de segregación de actividades.

La carga de la información en ambos sistemas se realiza de forma automática y directa, una vez cerrado el mes.

Estas dos herramientas ayudan en la gestión del proceso de consolidación y Control de Gestión en tareas como:

- Estandarización de la información.
- Validación de la información.

La elaboración de la información económica, tanto de la información financiera, como de la información de gestión se realiza de forma centralizada en el Centro Integrado de Reporting que asegura la integración, homogeneidad, coherencia y racionalización del reporting de GAS NATURAL FENOSA.

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.

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:



- F.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 de Económico-Financiero.

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 y al presidente y consejero delegado de GAS NATURAL SDG, S.A.

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) y el Modelo de Prevención Penal, 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.

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 (incluidos los establecidos en el SCIF y en el Modelo de Prevención Penal) 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 Sistema de Control Interno de GAS NATURAL FENOSA se supervise por parte de Auditoría Interna de forma completa en un período de cinco años.

En concreto y en referencia al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIF), el Área de Auditoría Interna se responsabiliza de:

- Validar el correcto diseño del SCIF, de acuerdo con los principios básicos del modelo aprobado por la Comisión de Auditoría y Control.
- Supervisar la eficacia y adecuación de las políticas y procedimientos de control implantados (de forma completa en un período de cinco años).
- Revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad del SCIF resultante de las certificaciones internas de las unidades de negocio y corporativas responsables de los controles (de forma completa en un período de cinco años).
- Evaluar y comunicar los resultados obtenidos en el proceso de supervisión general del SCIF y de los controles sobre los procesos del SCIF.

En cuanto al Modelo de Prevención Penal, el Área de Auditoría Interna se responsabiliza de su supervisión anual con el objeto de asegurar de manera razonable la eficacia y eficiencia del Modelo a la hora de prevenir, identificar, o mitigar la ocurrencia de los delitos tipificados en la legislación.

Los principales procesos revisados por el Área de Auditoría Interna durante 2013 fueron los relacionados con:



Procesos de Negocio:

- **Distribución de gas:** Captación y Puesta en Servicio de Puntos de Suministro, Facturación ATR, Inspección Periódica y Atención de Urgencias.
- **Distribución de electricidad:** Lectura, Facturación ATR, Desarrollo Media y Baja Tensión y Gestión de incidencias de la red.
- **Comercialización mayorista y minorista:** Administración de Contratos y Gestión de Accesos, Gestión de Clientes Energía y Productos, Mantenimiento de Instalaciones Energéticas, Captación y Contratación de Energía y Productos.
- **Generación:** Operación y Mantenimiento Activos Generación y Gestión de Almacenes.
- **Gestión de la energía:** Compras de Materias Primas y Transacciones Energéticas.
- **Exploración.**
- **Aprovisionamientos:** Compras de Gas y Logística de Transporte Marítimo.

Procesos de Soporte:

- **Servicio al Cliente:** Facturación mayorista y Gestión de Impagados de Clientes Mayoristas
- **Gestión de los recursos financieros y físicos:** Ejecución Administrativa de las Operaciones y Gestión de Compras y Contratación de Servicios,
- **Gestión de los sistemas de información:** Seguridad Lógica y Gestión de las Comunicaciones.
- **Seguimiento de los compromisos de mejora de auditoría de procesos.**
- **Gestión del marco regulatorio.**
- **Revisión del sistema normativo del grupo.**
- **Revisión del Informe de Responsabilidad Corporativa 2012.**
- **Revisión de la valoración y consecución de los proyectos de eficiencia 2012.**
- **Modelo del Sistema de Control Interno para la Información Financiera (SCIF).**
- **Modelo de Prevención Penal.**

El 51% de los procesos revisados corresponden al ámbito de España y el 49% 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.

- F.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 ésto 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 de 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 de primer nivel de dirección de la compañía, así como cualquier otra función que le corresponda conforme a lo Estatutos o al Reglamento del Consejo y sus Comisiones o la que le asigne el Consejo de Administración.

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 Consejo Independiente. Al 31 de diciembre de 2013 la Comisión está constituida por tres consejeros, uno dominical y dos independientes, siendo uno de estos, a su vez, el presidente.

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.

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 GAS NATURAL FENOSA (incluidos los correspondientes al SCIF y al Modelo de Prevención Penal), 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. Así mismo 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.

F.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, y a través de SAP GRC Process Control, 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 de 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 2013, GAS NATURAL FENOSA ha llevado a cabo el proceso de certificación interna anual resultado del 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:

	<u>España</u>	<u>Internacional</u>	<u>Total</u>
Unidades de negocio o corporativas	134	85	219
Procesos identificados	54	123	177
Controles certificados	927	1.932	2.859

Asimismo, se han identificado planes de acción por debilidades en la evidencia de controles, que ascienden a 90, de los cuales 11 son en España. Durante el ejercicio 2013 se ha resuelto un 33% de los planes de acción identificados en 2012, surgiendo nuevos planes durante 2013. En cualquier caso, los subprocesos afectados por dichos planes de acción no afectan de forma significativa a la calidad de la información financiera.

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

- F.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).

G 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 caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

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.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24.

Cumple Explique

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: D.4 y D.7

Cumple Cumple parcialmente Explique 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.

Ver epígrafe: B.6

Cumple Cumple parcialmente Explique

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la junta general, incluida la información a que se refiere la recomendación 27 se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la junta.

Cumple Explique



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.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

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.

Cumple X Explique

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 X Cumple parcialmente Explique

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: C.1.14, C.1.16 y E.2

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.
- 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.
- 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:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. 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: D.1 y D.6



Cumple Cumple parcialmente Explicar

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 el velar 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:

ARTÍCULO 5.- Facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración

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 o 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.
- 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 GAS NATURAL FENOSA.
- 7.- Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos por parte de cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 8.- Aprobación de los proyectos de inversión a efectuar por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 9.- Aprobación de los programas de emisión y renovación de pagarés en serie, de obligaciones o de otros títulos similares por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 10.- Aprobación de operaciones financieras, a efectuar por cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA que no estén incluidas en el Plan de Financiación Anual.



- 11.- Concesión de afianzamientos por parte de sociedades pertenecientes al Grupo GAS NATURAL FENOSA 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 cualquier Sociedad del Grupo GAS NATURAL FENOSA.
- 13.- Aprobación o ratificación del nombramiento y cese de los miembros del primer nivel de dirección.
- 14.- Aprobación del nombramiento y cese de los Patronos y cargos de la FUNDACIÓN GAS NATURAL FENOSA y 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. Aprobación de aportaciones a actividades de mecenazgo.
- 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 GAS NATURAL FENOSA 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.

En relación con los acuerdos contemplados en los puntos 5, 6, 7, 8, 10, 14 y 15, la previa aprobación del Consejo de Administración se refiere a aquéllos acuerdos que, por su naturaleza o cuantía, tengan especial relevancia para el Grupo GAS NATURAL FENOSA. En todo caso se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones cuya importancia económica supere 15 millones de euros, salvo en el caso de los puntos 11 y 12 que se sitúa en 5 millones de euros y del punto 14 cuyo umbral de relevancia se establece en 200.000 euros.

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, el/los Consejero/s Delegado/s 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.”

Consignicntemente 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: C.1.2



Cumple Explique

En la actualidad, el Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A., dentro del mínimo de 10 miembros y máximo de 20 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 2 de la Recomendación 9 del Código Unificado de Buen Gobierno, si bien entiendo la Compañía que la dimensión actual del Consejo es la adecuada y precisa para la correcta gestión y supervisión de la Sociedad, sin que dicho número implique, 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.3 y C.1.3.

Cumple Cumple parcialmente Explique

11. 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:

- 1^a En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionarias que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionarios de elevado valor absoluto.
- 2^a 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: A.2, A.3 y C.1.3

Cumple Explique

12. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple Explique

13. 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: C.1.3 y C.1.8

Cumple Cumple parcialmente Explique

14. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, 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: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

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.

15. 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 epígrafes: C.1.19 y C.1.41

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. 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: C.1.22

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable X

17. 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: C.1.34

Cumple X Cumple parcialmente Explique

18. 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: C.1.29

Cumple X Cumple parcialmente Explique

19. 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: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple X Cumple parcialmente Explique

20. 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 X Cumple parcialmente Explique No aplicable

21. 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 epígrafes: C.1.19 y C.1.20

Cumple X Cumple parcialmente Explique

22. 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: C.1.41

Cumple X Explique

23. 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: C.1.40

Cumple X Explique

24. 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 X Cumple parcialmente Explique

25. 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: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple Cumple parcialmente X Explique

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.”

26. 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: C.1.3

Cumple X Cumple parcialmente Explique

27. 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 X Cumple parcialmente Explique

28. 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 C.1.2

Cumple X Cumple parcialmente Explique



29. Que el consejo de administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra 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 que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados 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 vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple Explicar

30. 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 213 de la Ley de Sociedades de Capital, 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 dé cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42, C.1.43

Cumple Cumple parcialmente Explicar

31. 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 Cumple parcialmente Explicar No aplicable

32. 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: C.1.9

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable X

33. 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.

Cumple X Cumple parcialmente Explique No aplicable

34. 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 X Explique No aplicable

35. 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.

Cumple Explique No aplicable X

36. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y 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 X Explique No aplicable

37. 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: C.2.1 y C.2.6

Cumple X Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. 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.

Cumple Explique X No aplicable

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 conocido por éste, lo eleva al mismo para la correspondiente toma de razón.

39. 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: C.2.1 y C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explica

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 o 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.

40. 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.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple Explica

41. 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 Explica



42. 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.

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple Explique

43. 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 Cumple parcialmente Explique

44. 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: E

Cumple Cumple parcialmente Explique

45. Que corresponda al comité de auditoría:

1ª En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.
- b) 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.
- c) 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.

2ª En relación con el auditor externo:



- a) 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.
- b) 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 en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple Cumple parcialmente Explique

46. 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 Explique

47. 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: C.2.3 y C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique

48. 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: C.1.38

Cumple Cumple parcialmente Explique



49. 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: C.2.1

Cumple Explique No aplicable

50. 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: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

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.

51. 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 Cumple parcialmente Explique No aplicable

52. 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: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. 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 Explique No aplicable

H) OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.
2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará 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.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

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 indicado Código, 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 31 de enero de 2014, el Consejo de Administración de GAS NATURAL FENOSA ha sido informado sobre las políticas fiscales seguidas por el Grupo durante el ejercicio de 2013.

Nota explicativa al punto D.4

Atendiendo a la normativa española que determina los países que tienen la consideración de paraísos fiscales (Real Decreto 1080/1991, de 5 de julio y Real Decreto 116/2003, de



31 de enero), GAS NATURAL FENOSA solo mantiene 3 participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios, en concreto las participaciones del 95% en Buenergía Gas & Power, Ltd, del 47,5% en Ecoeléctrica Holding, Ltd y del 47,5% en Ecoeléctrica Limited, todas ellas domiciliadas en las Islas Caimán. Se trata de sociedades tenedoras directa e indirectamente de una única participación industrial que desarrolla la actividad de generación eléctrica por ciclo combinado de gas en Puerto Rico (Ecoeléctrica, L.P.) cuyas rentas tributan en este país y que no aportan ninguna ventaja fiscal para GAS NATURAL FENOSA.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 31 de enero de 2014.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí

No

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente Informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

GAS NATURAL FENOSA



El Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 de Gas Natural SDG, S.A. y Sociedades Dependientes, que se contiene en el presente documento, ha sido formulado por el Consejo de Administración de la Sociedad Gas Natural SDG, S.A. en sesión de 31 de enero de 2014 y se firma, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

~~D. Salvador Gabarró Serra~~
Presidente

~~D. Antonio Brufau Nibó~~
Vicepresidente

~~D. Rafael Vilaseca Marco~~
Consejero Delegado

~~D. Ramón Adell Ramón~~
Consejero

~~D. Enrique Alcántara García~~
Irazoqui
Consejero

~~D. Xabier Añoveros Trías de Bes~~
Consejero

~~D. Bernat Carceller Arca~~
Consejero

~~D. Santiago Cobo Cobo~~
Consejero

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

~~D. Felipe González Márquez~~
Consejero

~~D. Emiliano López Achurra~~
Consejero

~~D. Carlos Losada Marrodán~~
Consejero

~~D. Juan María Nin Génova~~
Consejero

~~D. Herbert Padrol Munté~~
Consejero

~~D. Juan Rosell Lastorras~~
Consejero

~~D. Luis Suárez de Lezo Mantilla~~
Consejero

~~D. Miguel Valls Maseda~~
Consejero