



Gas Natural Fenosa Informe 2015

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)

	31.12.15	31.12.14
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.525	10.783
Fondo de comercio	4.962	4.959
Otro inmovilizado intangible	5.563	5.824
Inmovilizado material (Nota 6)	23.693	24.267
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	1.730	2.034
Activos financieros no corrientes (Nota 8)	1.387	1.289
Activo por impuesto diferido (Nota 21)	1.070	1.134
ACTIVO NO CORRIENTE	38.405	39.507
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	955	-
Existencias (Nota 10)	826	1.077
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11)	5.191	5.701
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.521	4.892
Otros deudores	472	513
Activos por impuesto corriente	198	296
Otros activos financieros corrientes (Nota 8)	365	471
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 12)	2.390	3.572
ACTIVO CORRIENTE	9.727	10.821
TOTAL ACTIVO	48.132	50.328
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
Capital	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	9.077	8.466
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1.502	1.462
Dividendo a cuenta	(408)	(397)
Ajustes por cambios de valor	(613)	(199)
Activos financieros disponibles para la venta	4	-
Operaciones de cobertura	(119)	1
Diferencias de conversión	(498)	(200)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.367	14.141
Participaciones no dominantes	4.151	3.879
PATRIMONIO NETO (Nota 13)	18.518	18.020
Ingresos diferidos (Nota 14)	853	832
Provisiones no corrientes (Nota 15)	1.488	1.560
Pasivos financieros no corrientes (Nota 16)	15.653	17.740
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	15.599	17.660
Otros pasivos financieros	54	80
Pasivo por impuesto diferido (Nota 21)	2.543	2.798
Otros pasivos no corrientes (Nota 18)	944	955
PASIVO NO CORRIENTE	21.481	23.885
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	585	-
Provisiones corrientes (Nota 15)	193	128
Pasivos financieros corrientes (Nota 16)	2.595	2.804
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.446	2.609
Otros pasivos financieros	149	195
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 19)	4.008	4.641
Proveedores	3.096	3.825
Otros acreedores	777	756
Pasivos por impuesto corriente	135	60
Otros pasivos corrientes (Nota 20)	752	850
PASIVO CORRIENTE	8.133	8.423
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	48.132	50.328

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)

	2015	2014 ⁽¹⁾
Importe neto de la cifra de negocio <i>(Nota 22)</i>	26.015	24.697
Aprovisionamientos <i>(Nota 23)</i>	(17.997)	(17.332)
Otros ingresos de explotación <i>(Nota 24)</i>	257	250
Gastos de personal <i>(Nota 25)</i>	(973)	(828)
Otros gastos de explotación <i>(Nota 26)</i>	(2.360)	(2.289)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado <i>(Notas 5 y 6)</i>	(1.750)	(1.616)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras <i>(Nota 14)</i>	64	45
Otros resultados <i>(Nota 27)</i>	5	258
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3.261	3.185
Ingresos financieros	140	137
Gastos financieros	(1.032)	(920)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(1)	(2)
Diferencias de cambio	(1)	(14)
RESULTADO FINANCIERO <i>(Nota 28)</i>	(894)	(799)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación <i>(Nota 7)</i>	(4)	(474)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.363	1.912
Impuesto sobre beneficios <i>(Nota 21)</i>	(573)	(256)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.790	1.656
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos <i>(Nota 9)</i>	34	2
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.824	1.658
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.502	1.462
Procedente de operaciones continuadas	1.491	1.461
Procedente de operaciones interrumpidas	11	1
Participaciones no dominantes <i>(Nota 13)</i>	322	196
Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante <i>(Nota 13)</i>	1,56	1,46
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante <i>(Nota 13)</i>	1,57	1,46

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile en aplicación de la NIIF 5 (Notas 3.3 y 9).

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

	2015	2014
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.824	1.658
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(410)	159
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes (Nota 15)	7	(10)
Efecto impositivo (Nota 21)	(2)	3
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	5	-
Efecto impositivo valoración activos financieros disponibles para la venta (Nota 21)	(1)	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(120)	(4)
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	28	(5)
Diferencias de conversión	(358)	128
De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	31	47
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	(8)	1
<i>Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)</i>	1	-
<i>Diferencias de conversión</i>	38	46
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	(26)	6
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	-	-
Por coberturas de flujo de efectivo	(46)	5
Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)	12	-
Diferencias de conversión	-	(1)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	8	2
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	10	2
<i>Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)</i>	(2)	-
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO	(436)	165
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO	1.388	1.823
Atribuible a:		
Sociedad dominante	1.093	1.600
Participaciones no dominantes	295	223

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							
	Capital Social	Prima de emisión y Reservas	Resultado del ejercicio	Ajustes por cambios de valor	Subtotal	Participaciones no dominantes	Total Patrimonio neto
Balance a 1.1.14	1.001	11.346	1.445	(348)	13.444	1.523	14.967
Resultado global total del ejercicio	-	(11)	1.462	149	1.600	223	1.823
Distribución de dividendos (Nota 13)	-	544	(1.445)	-	(901)	(234)	(1.135)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	-	-	-	1.385	1.385
Otras variaciones (Nota 13)	-	(2)	-	-	(2)	982	980
Balance a 31.12.14	1.001	11.877	1.462	(199)	14.141	3.879	18.020
Resultado global total del ejercicio	-	5	1.502	(414)	1.093	295	1.388
Distribución de dividendos (Nota 13)	-	542	(1.462)	-	(920)	(188)	(1.108)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	-	-	-	5	5
Otras variaciones (Nota 13)	-	53	-	-	53	160	213
Balance a 31.12.15	1.001	12.477	1.502	(613)	14.367	4.151	18.518

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)

	2015	2014
Resultado antes de impuestos	2.363	1.912
Ajustes del resultado (Nota 29):	2.599	2.526
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5, 6 y 9)	1.791	1.619
Otros ajustes del resultado neto (Nota 29)	808	907
Cambios en el capital corriente (Nota 29)	(75)	(229)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación (Nota 29):	(1.387)	(1.401)
Pago de intereses	(898)	(784)
Cobro de intereses	24	43
Cobro de dividendos	82	55
Pagos por impuestos sobre beneficios	(595)	(715)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN ⁽¹⁾	3.500	2.808
Pagos por inversiones:	(2.065)	(4.208)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Nota 30)	(99)	(2.428)
Inmovilizado material e intangible	(1.894)	(1.353)
Otros activos financieros	(72)	(427)
Cobros por desinversiones:	436	1.076
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Nota 27)	97	506
Inmovilizado material e intangible	1	16
Otros activos financieros	338	554
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	69	66
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión (Nota 14)	69	66
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN ⁽¹⁾	(1.560)	(3.066)
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio:	270	993
Emisión (Nota 13)	986	993
Adquisición (Nota 13)	(716)	-
Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(2.100)	(105)
Emisión (Nota 16)	5.943	5.672
Devolución y amortización (Nota 16)	(8.043)	(5.777)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio (Nota 13)	(1.070)	(1.125)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(123)	(85)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN ⁽¹⁾	(3.023)	(322)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(99)	(20)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(1.182)	(600)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio (Nota 12)	3.572	4.172
Efectivo y equivalentes al final del ejercicio (Nota 12)	2.390	3.572

⁽¹⁾ Incluye los flujos de efectivo de las operaciones continuadas y de las operaciones interrumpidas (Nota 9).

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



Índice memoria correspondiente al ejercicio 2015

(1)	INFORMACIÓN GENERAL	7
(2)	MARCO REGULATORIO	7
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES	25
	3.1) Bases de presentación	25
	3.2) Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF	25
	3.3) Comparación de la información	26
	3.4) Políticas contables	28
	3.4.1) Consolidación	28
	3.4.2) Transacciones en moneda extranjera	30
	3.4.3) Inmovilizado intangible	31
	3.4.4) Inmovilizado material	33
	3.4.5) Pérdidas por deterioro de valor de los activos.....	35
	3.4.6) Activos y pasivos financieros	40
	3.4.7) Derivados y otros instrumentos financieros	42
	3.4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	44
	3.4.9) Existencias	44
	3.4.10) Capital social	44
	3.4.11) Beneficio por acción	45
	3.4.12) Deuda financiera e instrumentos de patrimonio	45
	3.4.13) Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas	45
	3.4.14) Ingresos diferidos	45
	3.4.15) Provisiones por obligaciones con el personal	46
	3.4.16) Provisiones	47
	3.4.17) Arrendamientos	48
	3.4.18) Impuestos sobre beneficios	49
	3.4.19) Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas	49
	3.4.20) Estado de flujos de efectivo	52
	3.4.21) Estimaciones e hipótesis contables significativas	52
(4)	INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS	54
(5)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	60
(6)	INMOVILIZADO MATERIAL	62
(7)	INVERSIONES EN SOCIEDADES	64
(8)	ACTIVOS FINANCIEROS	68
(9)	ACTIVOS NO CORRIENTES Y GRUPOS ENAJENABLES DE ELEMENTOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	71
(10)	EXISTENCIAS.....	73
(11)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	74
(12)	EFFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES	74
(13)	PATRIMONIO	75
(14)	INGRESOS DIFERIDOS	84
(15)	PROVISIONES	85
(16)	DEUDA FINANCIERA	91
(17)	GESTIÓN DEL RIESGO E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	98
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	106
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	107
(20)	OTROS PASIVOS CORRIENTES	108
(21)	SITUACIÓN FISCAL	108
(22)	IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	112
(23)	APROVISIONAMIENTOS	113
(24)	OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	113
(25)	GASTOS DE PERSONAL	113
(26)	OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	114
(27)	OTROS RESULTADOS	115
(28)	RESULTADO FINANCIERO NETO	115
(29)	EFFECTIVO GENERADO EN LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN	116
(30)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS	116
(31)	ACUERDOS DE CONCESIÓN DE SERVICIOS.....	122
(32)	INFORMACIÓN DE LAS OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	123
(33)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	125
(34)	COMPROMISOS Y PASIVOS CONTINGENTES	127
(35)	HONORARIOS AUDITORES DE CUENTAS	129
(36)	MEDIO AMBIENTE	130
(37)	ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL CIERRE	132
	ANEXO I SOCIEDADES DE GAS NATURAL FENOSA	133
	ANEXO II VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	144
	ANEXO III SOCIEDADES DEL GRUPO FISCAL GAS NATURAL	146

Notas explicativas a las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2015

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 aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

La adquisición del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) en el ejercicio 2014 (Notas 3.4.1 y 30) ha supuesto un avance significativo en el desarrollo internacional de Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa 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 a 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.

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, el Real Decreto Ley 13/2012 y la Ley 18/2015 de 21 de mayo así como por la Ley 18/2014 y por su normativa de desarrollo, entre la que destaca por su importancia el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre.

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, la regasificación, el almacenamiento 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.
- En aplicación de la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 2009/73/UE), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles 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 el consiguiente derecho 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, almacenamiento, regasificación y distribución de gas natural; y 2) actividades no reguladas: producción, aprovisionamiento y 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.
- *Remuneración establecida normativamente:* Las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan en la Ley 18/2014 y 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 reguladas del sector de la facturación de peajes obtenida neta de otros costes, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas de acceso de terceros a la red y separación de actividades:* 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 948/2015, de 30 de Octubre, regula el acceso de los terceros a la red, que se gestiona a través de una plataforma telemática única, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema, modificando el régimen de contratación de capacidad establecido en el año 2001 mediante el Real Decreto 949/2001. 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 de transporte de gas (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 grandes clientes industriales, y a los distribuidores locales.

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

- *Almacenamiento:* las instalaciones de almacenamiento están compuestas fundamentalmente por depósitos subterráneos, necesarios para asegurar que hay un



suministro constante de gas natural que no se ve afectado por los cambios estacionales y otros picos en la demanda. Estas instalaciones sirven también para cumplir con la obligación establecida en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, de mantener unas existencias mínimas de seguridad. La normativa actual contempla que puedan existir instalaciones de almacenamiento subterráneo no regulados, con acceso de terceros negociado y previa autorización de la Administración central, aunque en este momento no hay ninguna instalación así.

El 4 de octubre de 2014 se publicó el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. En relación con el sector gasista, el Real Decreto-ley tiene por objeto dar solución a la situación técnica existente en el almacenamiento de gas natural Castor y resolver la renuncia a la concesión presentada por su titular (Escal UGS, S.L.). En concreto, se establece la hibernación de estas instalaciones, se aprueba la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento y la asignación de la administración y mantenimiento de las instalaciones a Enagás, S.A., siendo los costes asociados retribuidos por el sistema gasista. Por último, reconoce 1.351 millones de euros a Escal UGS, S.L. por el valor de la inversión, importe que será abonado por Enagás, S.A. la cual tendrá como contrapartida un derecho de cobro del sistema gasista durante los próximos treinta años, pudiendo ceder dichos derechos 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.

El ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas, que no suponen derechos exclusivos de uso. Además, al distribuidor de una zona se le otorga preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes a la suya.

La actividad de las distribuidoras está restringida a la expansión y gestión de las redes de distribución, sin que puedan comercializar energía, siendo las comercializadoras específicamente autorizadas las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.1.2.2.

La Ley 18/2014, publicada el 17 de octubre, estableció determinados principios y regulaciones dirigidos principalmente a garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista:

- Se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, en virtud del cual, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
- El principio de sostenibilidad económica y financiera debe entenderse de forma que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfaga la totalidad de los costes del sistema. Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas.

- Se limitan los desajustes anuales entre costes e ingresos del sistema de forma que su cuantía no podrá superar el 10 por ciento de los ingresos liquidables del ejercicio y la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar no podrá superar el 15 por ciento. En caso de sobrepasarlos se prevé una actualización automática de los peajes. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites, no se compense por la subida de peajes y cánones será financiada por los sujetos del sistema de liquidación, de forma proporcional a la retribución que les corresponda y tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste durante los cinco años siguientes y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.
- En las metodologías retributivas reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema.
- Se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, con la posibilidad de ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema (entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, etc.) en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes. El primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2020.
- El sistema retributivo para las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se establece bajo principios homogéneos: adopción del valor neto del activo como base para el cálculo de la retribución a la inversión, incorporación de una retribución variable en función del gas vehiculado, regasificado o almacenado en función del tipo de activo y la eliminación de cualquier procedimiento de revisión automática de valores y parámetros retributivos en función de índices de precios.
- En lo que respecta a las nuevas instalaciones de transporte secundario se establece que su retribución pasa a estar incluida dentro de la metodología retributiva de las instalaciones de distribución, asociando su retribución al crecimiento de clientes y a la nueva demanda generada.
- En relación a las instalaciones de distribución se mantiene la retribución para cada empresa distribuidora para el conjunto de sus instalaciones en función de los clientes conectados a las mismas y el volumen de gas suministrado. Se eliminan las actualizaciones automáticas y se establece una fórmula paramétrica de retribución distinguiendo, en la categoría de retribución de suministros a presiones igual o inferior a 4 bar, entre consumidores con consumo anual inferior a 50 MWh y los que tienen un consumo superior, al objeto de garantizar la suficiencia de ingresos para el sistema en todos los escalones de consumo, teniendo en cuenta los ingresos por peajes de cada uno de ellos.
- Con el fin de incentivar la extensión de las redes a zonas no gasificadas y ajustar la retribución al coste real incurrido por parte de las empresas, se consideran valores unitarios diferenciados dependiendo de que los clientes y el consumo se encuentren en términos municipales de gasificación reciente.
- En relación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, se procede a su reconocimiento. Este déficit será financiado por los titulares de las instalaciones durante un periodo de 15 años, su anualidad será incluida como un coste del sistema y se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

- Se reconoce como coste del sistema el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. El importe a recaudar asciende a 164 millones de euros, y se pagará a partir del año 2015 en cinco años, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2015.

La Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2016. 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. *Aprovisionamiento*

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) 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*

De conformidad con la Ley 12/2007 y su normativa de desarrollo el gas natural es suministrado exclusivamente por los comercializadores, desapareciendo el antiguo suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras. La Ley reconoce el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no supere un determinado umbral de consumo (50 MWh/año) tienen derecho a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso (en adelante TUR).

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/1506/2010 de 8 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 (DGPEM). Los términos fijos y variables de las tarifas se actualizarán en el momento en que se produzca alguna modificación en 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%.

En materia de eficiencia energética la Ley 18/2014, establece lo siguiente:

- Se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor una cuota anual de ahorro energético (obligaciones de ahorro). Las obligaciones de ahorro de forma agregada equivaldrán al objetivo asignado a España en la Directiva 2012/27/UE.
- El Fondo Nacional de Eficiencia Energética permitirá la puesta en marcha de mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información u otras medidas encaminadas a aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores, necesarias para la consecución de los objetivos establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética.
- La equivalencia financiera de las obligaciones de ahorro se determinará con base en el coste medio de dichos mecanismos de apoyo, incentivos y medidas necesarios para movilizar las inversiones que se requieren para dar cumplimiento al objetivo de ahorro anual a través de las actuaciones del Fondo Nacional, de acuerdo con los resultados del análisis técnico del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético.
- Asimismo, se habilita al Gobierno para el establecimiento y desarrollo de un sistema de acreditación de ahorros de energía final, mediante la emisión de Certificados de Ahorro Energético (CAE), que una vez en marcha permitirá progresivamente a las empresas dar cumplimiento a sus obligaciones de ahorro mediante la promoción directa de actuaciones de mejora de la eficiencia energética que reúnan todas las garantías necesarias.

Anualmente se establece por orden ministerial las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética por cada uno de los sujetos obligados. La Orden IET/289/2015 estableció las obligaciones en el año 2015.

El 22 de mayo se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Mediante dicha Ley se constituye un mercado mayorista organizado y se designa al operador del mercado organizado de gas y se pretende la integración en el mercado organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península ibérica, tanto la parte española como la portuguesa.

El 31 de octubre de 2015, se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural y el 9 de diciembre de 2015 se publicó la Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas. El mercado organizado de gas, gestionado por MIBGAS, ha entrado en operación en diciembre de 2015.

En cuanto al precio de la tarifa de último recurso (TUR) durante el ejercicio 2015 disminuyó todos los trimestres como consecuencia de la bajada del coste de la materia prima:



- El 30 de diciembre de 2014 se publicó la Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la DGPEM, que contemplaba una bajada de la TUR media del 3,3%, aplicable a partir del 1 de enero de 2015.
- El 31 de marzo de 2015 se publicó la Resolución de 27 de marzo de 2015, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 2,4%, aplicable a partir del 1 de abril de 2015.
- El 1 de julio de 2015 se publicó la Resolución de 26 de junio de 2015, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 3%, aplicable a partir del 1 de julio de 2015.
- El 30 de septiembre de 2015 se publicó la Resolución de 25 de septiembre de 2015, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 1,1%, aplicable a partir del 1 de octubre de 2015.
- El 30 de diciembre de 2015 se publicó la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 3,4%, aplicable a partir del 1 de enero de 2016.

2.2. Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica

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

En Brasil el 30 de diciembre de 2013, el regulador del estado de Río de Janeiro aprobó las nuevas tarifas, 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 Brasil se espera que el regulador del estado de Sao Paulo apruebe nuevas tarifas a lo largo del año 2016.

En Colombia está previsto que se aprueben las nuevas tarifas de distribución y comercialización en el primer semestre de 2016.

En México se prevé que durante 2016 se aprueben nuevas tarifas para todas las zonas, al concluir la revisión tarifaria actualmente en marcha.

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 (FOCEGAS), a través de un sistema de fideicomiso, a nuevas inversiones en redes y a la explotación y mantenimiento de las existentes, cargo que se ha mantenido en 2013, 2014 y 2015, y está prevista su continuación en 2016. En el año 2016 se espera la publicación de nuevas tarifas aplicables para el mismo año y el inicio de un proceso de revisión tarifaria integral para entrar en vigor en 2017.

En Chile, la regulación de distribución de gas natural se limita a los aspectos técnicos. Las tarifas son libremente establecidas por el distribuidor, que también es el que comercializa. La Ley contempla la posibilidad de que se establezcan tarifas obligatorias para los clientes de menor consumo si se demostrase, por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, situación de monopolio. Hasta el momento esta circunstancia no se ha dado. Actualmente,



se está trabajando en un Proyecto de Ley que modifica la ley de servicios de gas. Dicho proyecto, actualmente en revisión por la cámara del Senado, mantendrá el espíritu de la ley vigente pero solventando los vacíos regulatorios de la actual Ley.

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* (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 se completó 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 nº 573 de diciembre 2013, el Regulador italiano publicó las tarifas para el periodo 2014-2019, sin cambios de fondo en su metodología.

2.4. Regulación del sector eléctrico en España

Principales características del sector eléctrico en España

La regulación del sector eléctrico en España se reformó a lo largo del ejercicio 2013 mediante la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que adaptaba la Ley anterior (Ley 54/1997, de 27 de noviembre) a las circunstancias tanto de la economía como del sector eléctrico y energético en España.

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 regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa. El Consejo de Seguridad Nuclear ejerce competencias específicas sobre las instalaciones que emplean dicha tecnología.

Asimismo, el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. En este sentido, hay que tener

en cuenta que la Ley 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 (así como la operación del sistema y la operación del mercado); 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 pueden elegir libremente proveedor de electricidad. Existe un sistema de tarifa regulada aplicable a los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW. Esta tarifa regulada se denomina Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), y existe además la tarifa de último recurso (TUR) como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre. La tarifa de último recurso (TUR) para los consumidores vulnerables es financiada con el bono social que financian las empresas que realizan actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

- 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).
- Durante el periodo 2000-2013, el sistema eléctrico no fue autosuficiente en términos de precio, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas convencionales, entre ellas Gas Natural Fenosa.
- Con objeto de eliminar el déficit del sector, se han ido adoptando a lo largo de los últimos años diversas disposiciones con importantes medidas y ajustes sobre las distintas actividades del sector eléctrico medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos del sector eléctrico que culminaron con el paquete normativo conocido como la reforma eléctrica de julio de 2013 y la aprobación en diciembre de 2013 de la Ley 24/2014 del sector eléctrico, que estableció como principio básico la sostenibilidad económica financiera del sector.

Finalmente, el 27 de diciembre se publicó la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, del 26 de diciembre, cuyas principales novedades eran las siguientes:

- 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 periodo



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 (PVPC), 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. La tarifa de último recurso (TUR) queda como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre.
- 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 superávit 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 reconocía 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 contempla 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.

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, lo que no supone un derecho exclusivo de uso porque existe la obligación del acceso de terceros a la red.

- *Remuneración establecida normativamente:* El Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, establecen las metodologías retributivas de la actividad de transporte y distribución y pretenden asegurar una adecuada remuneración del ejercicio de dichas actividades y el desarrollo de las redes. La remuneración a percibir por el desempeño de estas actividades se actualiza anualmente por medio de orden ministerial. . La retribución reconoce el coste de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución e incluye unos factores de eficiencia basados en la reducción de pérdidas en la red, detección del fraude y calidad del servicio. La tasa de retribución financiera de los activos está referenciada al rendimiento del bono del Estado más un diferencial de 200 puntos básicos.

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, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas de acceso de terceros a la red y separación de actividades:* 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 una retribución 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 marco retributivo vigente está determinado la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la nueva metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

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.

El marco retributivo vigente está determinado por la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y 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.

El 18 de diciembre de 2015 se publicó la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2.4.2. Actividades no reguladas

2.4.2.1. Generación de electricidad

La nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia, en el mercado organizado, incluyendo tanto la generación convencional como las instalaciones que utilicen energías renovables, que 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, a igualdad de condiciones económicas.

La retribución de la actividad de generación se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica. 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.

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.

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 nucleoelectrónica 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, que supone un 22% sobre el valor económico de la producción hidroeléctrica y cuyo desarrollo reglamentario se estableció en el Real Decreto 198/2015 por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

Los ingresos derivados de estos impuestos vienen a sufragar los costes regulados del sistema eléctrico.

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 1 de noviembre de 2013 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 interrumpibilidad. 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. Posteriormente, esta Orden fue modificada por la Orden IET/346/2014.

El Régimen retributivo específico para la generación con energías renovables, cogeneración y residuos se estableció en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y cuyos principales aspectos son:

- Las instalaciones se clasificarán en instalaciones tipo (en función de su tecnología, potencia, antigüedad, etc.) obteniendo cada instalación la retribución concreta a partir de los parámetros retributivos de las instalación tipo que le corresponda.
- Durante la vida útil regulatoria las instalaciones percibirán el precio de mercado y una retribución específica. La retribución específica será suficiente para que las instalaciones



tipo puedan obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo aplicable. Dicha rentabilidad girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado (300 puntos básicos para las instalaciones existentes).

- Para instalaciones futuras, como norma general irán a mercado y, excepcionalmente, si existiese una obligación de cumplimiento de objetivos o en otras circunstancias excepcionales, se establecería un mecanismo de concurrencia.

El 20 de junio de 2014 se publicó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones, los tipos aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El 16 de marzo de 2015, se publicó la sentencia del Tribunal Constitucional, de 16 de febrero de 2015, por la que anula determinados artículos de la Ley de la Asamblea de Extremadura 7/1997, de 29 de mayo, de medidas fiscales sobre la producción y transporte de energía que incidan sobre el medio ambiente, en la medida en que grava la misma materia imponible que el Impuesto local sobre actividades económicas, y no responde a una finalidad medioambiental.

El 11 de julio de 2015, se publicó el Real Decreto-Ley 9/2015 que incluye tres medidas en relación con el sector energético: reducir los precios unitarios que pagan los consumidores para la financiación de los pagos por capacidad, modificar la Ley del Sector Eléctrico para permitir que el autoconsumo de menos de 10 kW puedan tener reducciones en los peajes, cargos y otros costes e incluir otras medidas excepcionales de carácter social en favor de las empresas de carbón de la minería no competitiva.

El 1 de agosto de 2015, se publicó el Real Decreto 738/2015 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El 22 de septiembre de 2015, se publicó la Ley 34/2015, de 21 de septiembre, de modificación parcial de la Ley 58/2003 General Tributaria, en cuya Disposición Final Séptima se contempla la creación de una Tasa estatal por la prestación de servicios de respuesta por la Guardia Civil, en el interior de las Centrales nucleares u otras instalaciones nucleares.

El 10 de octubre de 2015, se publicó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

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). A partir de la nueva Ley 24/2013 esta tarifa regulada pasa a denominarse Precio



Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), quedando la tarifa de último recurso (TUR) como el precio regulado aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de comercializador en el mercado libre.

Mediante sucesivas disposiciones se han ido regulado los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso. De acuerdo con la legislación, el PVPC 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 29 de marzo de 2014 se publicó el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo del PVPC de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. En él se determina la estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW. Asimismo, se fija el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirá el precio voluntario para el pequeño consumidor.

La determinación del coste de producción se realizará con base en el precio horario del mercado diario durante el período al que corresponda la facturación. La facturación se efectuará por el comercializador de referencia con base en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo.

Asimismo se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año.

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, Kenia y Puerto Rico.

En Costa Rica, Kenia y Puerto Rico la generación del grupo está bajo régimen de contratos de compromiso de capacidad (*Power Purchase Agreement* o PPA) con las entidades nacionales del sector, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Kenya Power and Lighting Company (KPLC) y Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) respectivamente, las tres empresas públicas verticalmente integradas y responsables de modo exclusivo de transporte, distribución y comercialización.

En México también existe generación en el mismo régimen de PPA, vendiendo la energía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y adicionalmente se puso en marcha, durante 2014, el parque eólico de Bii Hioxo, que vende su energía mediante contratos bilaterales a clientes finales.

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

En todos los países mencionados, 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 de electricidad, Chile, 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.

En Colombia está en marcha la revisión de las tarifas de distribución de electricidad: se prevé la aprobación de las nuevas tarifas para finales de 2016.

La actividad de distribución y transporte eléctrico en Chile está regulada según un marco conocido y estable estando sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico. Las tarifas se actualizan anualmente para reflejar las variaciones en los índices de costos, y se revisan cuatrienalmente.

También en Chile se inician a principios de 2016 la revisión de las tarifas de distribución de electricidad. Las nuevas tarifas podrían entrar en vigor a final de 2016.



Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2014 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. con fecha 29 de enero de 2016, 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 2015 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 2015, 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 2015 se han aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones:

- CINIIF 21 "Gravámenes";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2011-2013.

La aplicación de las anteriores normas y modificaciones no ha supuesto ningún impacto significativo en las Cuentas anuales consolidadas.

Por otro lado, la Unión Europea ha adoptado en 2015 las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2016, que no han sido adoptadas anticipadamente:

- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2010-2012;
- NIC 19 (Modificación), "Planes de prestaciones definidas: aportaciones de los empleados".
- NIIF 11 (Modificación), "Contabilización de las adquisiciones de participaciones en las operaciones conjuntas";



- NIC 16 y NIC 38 (Modificación), "Aclaración de los métodos aceptables de amortización";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2012-2014;
- NIC 1 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar";
- NIC 27 (Modificación), "Método de la participación en los estados financieros separados".

Adicionalmente, se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea las siguientes normas y modificaciones con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2016:

- NIIF 14, "Cuentas de diferimientos regulatorios";
- NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 (Modificación), "Entidades de inversión: exención a la consolidación".

Del análisis de estas nuevas normas contables, interpretaciones y modificaciones a aplicar en los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2016, Gas Natural Fenosa no espera que su aplicación tenga efectos significativos sobre las Cuentas anuales consolidadas.

Finalmente, el IASB ha emitido las siguientes normas y modificaciones con entrada en vigor entre el 1 de enero de 2017, 2018 y 2019 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea:

- NIIF 15, "Ingresos de contratos con clientes";
- NIIF 19, "Instrumentos financieros";
- NIIF 16, "Arrendamientos";
- NIC 12 (Modificación), "Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas".

Gas Natural Fenosa está evaluando el impacto que la aplicación de estas normas tendrá sobre las Cuentas anuales consolidadas.

3.3 Comparación de la información

Tal y como se detalla en la Nota 9, con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa, que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., ha alcanzado un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene una participación del 21,9% en Gasco S.A., denominado "Familia Pérez Cruz", para la división de dicha sociedad en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo que se transmitirá a la Familia Pérez Cruz.

Dado que Gas Natural Fenosa tiene el compromiso de vender dichos activos que están claramente identificados, el proceso está en curso y se espera concluir la transacción en el ejercicio 2016 se considera que su venta es altamente probable y, por tanto, con fecha 31 de diciembre 2015 los activos netos de este negocio han sido clasificados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas".

Adicionalmente, se ha considerado que se trata una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto.

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5, se presenta en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada el resultado procedente de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se presenta del mismo modo la información comparativa del periodo anterior.

A continuación se detallan los impactos derivados de la re-expresión en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014:

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014

	2014	Aplicación NIIF 5 ⁽¹⁾	2014 re-expresado
Importe neto de la cifra de negocio	24.742	(45)	24.697
Aprovisionamientos	(17.368)	36	(17.332)
Otros ingresos de explotación	255	(5)	250
Gastos de personal	(832)	4	(828)
Otros gastos de explotación	(2.291)	2	(2.289)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(1.619)	3	(1.616)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	45	-	45
Otros resultados	258	-	258
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3.190	(5)	3.185
RESULTADO FINANCIERO	(801)	2	(799)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(474)	-	(474)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.915	(3)	1.912
Impuesto sobre beneficios	(257)	1	(256)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.658	(2)	1.656
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	-	2	2
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.658	-	1.658
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1.462	-	1.462
Participaciones no dominantes	196	-	196
	1.658	-	1.658
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,46	-	1,46
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1,46	-	1,46

(1) Corresponde al período desde 1 de diciembre de 2014 (fecha de adquisición de CGE) hasta el 31 de diciembre de 2014.



3.4 Políticas contables

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

3.4.1 Consolidación

a) *Dependientes*

Se consideran sociedades dependientes aquellas entidades controladas por Gas Natural Fenosa. Gas Natural Fenosa controla una entidad cuando, por su implicación en ella, está expuesta o tiene derecho, a unos rendimientos variables y tiene la capacidad de influir en dichos rendimientos a través del poder que ejerce sobre ella.

Las dependientes se consolidan por el método de integración global a partir de la fecha en que se transfiere el control a Gas Natural Fenosa, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

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 las participaciones no dominantes.

Para cada combinación de negocios, Gas Natural Fenosa puede optar por reconocer cualquier participación no dominante en la adquirida por el valor razonable o por la parte proporcional de la participación no dominante de los importes reconocidos de los activos netos identificables de la adquirida.

Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gastos en el ejercicio en que se incurre en ellos.

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.

El periodo de valoración de las combinaciones de negocio se inicia en la fecha de adquisición y finaliza cuando Gas Natural Fenosa concluye que no puede obtener más información sobre los hechos y circunstancias que existían a la fecha de adquisición. Este periodo, en ningún caso, superará un año desde la fecha de adquisición. Durante el periodo de valoración la combinación de negocios se considera provisional y reconocerán ajustes del importe provisional, en su caso, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición.



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.

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.

Las participaciones no dominantes en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes se presenta de forma detallada en los epígrafes de "Participaciones no dominantes" en el Balance de situación consolidado y de "Resultado atribuible a participaciones no dominantes" en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

En relación con las adquisiciones o ventas de 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) Acuerdos conjuntos

En un acuerdo conjunto las partes se encuentran vinculadas a través de un acuerdo contractual que otorga a dos o más de esas partes el control conjunto del acuerdo. Existe control conjunto cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes comparten el control.

Un acuerdo conjunto se clasifica como operación conjunta si las partes ostentan derechos sobre los activos de este y tienen obligaciones por sus pasivos o como negocio conjunto si los partícipes ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas.

Las participaciones en operaciones conjuntas se consolidan por el método de integración proporcional y las participaciones en negocios conjuntos se consolidan por el método de la participación.

Bajo el método de la participación, los intereses en negocios conjuntos se reconocen inicialmente a su coste y se ajusta a partir de entonces para reconocer la participación de Gas Natural Fenosa en los beneficios y pérdidas posteriores a la adquisición y movimientos en otro resultado global.

En cada fecha de presentación de información financiera, Gas Natural Fenosa determina si existe alguna evidencia objetiva de que se haya deteriorado el valor de la inversión en un negocio conjunto. Si este fuese el caso, Gas Natural Fenosa calcula el importe de la pérdida por deterioro del valor como la diferencia entre el importe recuperable del negocio conjunto y su importe en libros y reconoce el importe en el epígrafe "Resultado de entidades valoradas por el método de la participación" en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los activos y pasivos asignados a las operaciones conjuntas se presentan en el Balance de situación consolidado clasificados de acuerdo con su naturaleza específica y al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa. De la misma forma, los ingresos y gastos con origen en operaciones conjuntas se presentan en la Cuenta de pérdidas y ganancias



consolidada de acuerdo a su propia naturaleza y al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa.

c) *Asociadas*

Asociadas son todas las entidades sobre las que Gas Natural Fenosa ejerce influencia significativa, capacidad de participar en las decisiones financieras y operativas, 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.

d) *Perímetro de consolidación*

En el Anexo I se incluyen las sociedades participadas directa e indirectamente por Gas Natural Fenosa que han sido incluidas en el perímetro de consolidación.

En el Anexo II se incluyen las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2015 y 2014, siendo las más relevantes las siguientes:

Ejercicio 2015

En el ejercicio 2015 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a la enajenación, en junio de 2015 de la participación del 44,9% de la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. (Nota 27) y a la adquisición en octubre de 2015 del 100% de la sociedad de energía renovables Gecal Renovables, S.A. (Nota 30).

Además, si bien se trata de una transmisión sin pérdida de control y que por tanto continúa integrándose por integración global, en octubre de 2015 se ha producido una variación en el porcentaje de participación de Global Power Generation S.A., sociedad que integra los activos de generación internacional de Gas Natural Fenosa, que ha pasado del 100% al 75% (Nota 13).

Ejercicio 2014

En el ejercicio 2014 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron a la enajenación, en junio de 2014, de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 27) y a la adquisición, en noviembre de 2014, del 96,72% del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) dedicado, principalmente, a la distribución y transporte de electricidad, gas natural y gas licuado del petróleo (Nota 30).

3.4.2 Transacciones en moneda extranjera

Las partidas incluidas en las Cuentas anuales consolidadas de cada una de las entidades de Gas Natural Fenosa se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda de presentación de Gas Natural Fenosa.

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



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

- Los activos y pasivos de cada Balance de situación presentado se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del Balance.
- Los ingresos y gastos de cada Cuenta de pérdidas y ganancias se convierten a los tipos de cambio medios mensuales, a menos que esta medida no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el Estado consolidado de resultado global y el importe acumulado se registra en el epígrafe 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 2015 y 2014 han sido los siguientes:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de Cierre	Tipo medio acumulado
Dólar estadounidense (USD)	1,09	1,11	1,21	1,33
Peso Argentino (ARS)	14,09	10,21	10,32	10,71
Real Brasileño (BRL)	4,25	3,70	3,22	3,12
Peso Colombiano (COP)	3.429	3.046	2.905	2.651
Peso Chileno (CLP)	770,08	726,09	738,35	756,80
Peso Mexicano (MXN)	18,88	17,61	17,89	17,65
Balboa Panameño (PAB)	1,09	1,11	1,21	1,33
Lei Moldavo (MDL)	21,40	20,85	18,95	18,61

3.4.3 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 se incluye en inmovilizado intangible y el relacionado con adquisiciones de asociadas o controladas conjuntamente 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 y transporte eléctrico en España y Chile, así como las concesiones de distribución de gas en Chile, adquiridas todas ellas básicamente 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 3.4.5.

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 de la planta de regasificación de Peñuelas (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 su vida útil restante.
- 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, de las mencionadas concesiones de distribución y transporte de electricidad y de las concesiones de distribución de gas.

3.4.4 Inmovilizado material

Los bienes comprendidos en el inmovilizado material se registran a su coste menos la amortización acumulada y, en su caso, la provisión por deterioro asociada.

a) *Coste*

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

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

Los costes de renovación, ampliación o mejora son incorporados al activo como mayor valor del bien exclusivamente cuando suponen un aumento de su capacidad, productividad o prolongación de su vida útil.

Los costes de reparaciones importantes se activan y se amortizan durante la vida útil estimada de los mismos (generalmente, de 2 a 6 años), mientras que los gastos recurrentes de mantenimiento se imputan a los resultados del ejercicio en que se incurren.

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

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

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

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



mayor valor del inmovilizado.

Los costes futuros a los que Gas Natural Fenosa deberá hacer frente en relación con el cierre de determinadas instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión (Nota 3.4.16).

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 de transporte de gas	25-30
Instalaciones técnicas (red de distribución y transporte de gas)	20-40
Instalaciones técnicas (centrales hidráulicas)	14-65
Instalaciones técnicas (centrales de carbón)	25-40
Instalaciones técnicas (centrales de ciclo combinado)	25
Instalaciones técnicas (centrales nucleares)	40
Instalaciones técnicas (parques eólicos)	25
Instalaciones técnicas (red de transporte eléctrica)	30-40
Instalaciones técnicas (red de distribución eléctrica)	18-40
Equipos informáticos	4
Elementos de transporte	6
Otros elementos	3-20

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

En el cálculo de la dotación de la amortización de las centrales hidráulicas se diferencian los distintos tipos de elementos que las integran, distinguiendo las inversiones en obra civil (cuyo plazo de amortización está en función del período de la concesión), 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 Fenosa 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 períodos 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 período de 40 años de vida útil.

En el tercer trimestre del ejercicio 2015, Gas Natural Fenosa ha concluido los estudios técnicos que venía realizando sobre la estimación de la vida útil de los parques eólicos. Los estudios técnicos se han realizado por los servicios internos de ingeniería y se han basado en la experiencia adquirida en la explotación de los activos con antigüedades próximas a los 20 años que mantienen los mismos niveles de disponibilidad, en el excelente estado de conservación real del parque fundamentado en los planes de mantenimiento realizados, así como en la información suministrada por los fabricantes de equipos y la práctica seguida por los principales operadores del sector que consideran una vida útil de 25 años.

En consecuencia, a partir de 1 de octubre de octubre de 2015 Gas Natural Fenosa ha modificado, con efecto prospectivo, la vida útil de los parques eólicos, pasando de los 20 años que se venían estimando a 25 años. El efecto de este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el epígrafe de “Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado” de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 ha sido una menor amortización por importe de 6 millones de euros. Se estima que en el ejercicio 2016 esta modificación supondrá una menor amortización anual de 24 millones de euros, aproximadamente.

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 3.4.5).

c) Operaciones de exploración y producción

Los costes de exploración excluyendo los costes de perforación, se registran, de acuerdo con el método de exploración con éxito, en resultados en el momento en que se producen. Si, como consecuencia de los sondeos de exploración, se encuentran reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial, los costes son traspasados a inversiones en zonas con reservas y, en caso contrario los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

Los costes de inversiones 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 periodo 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.

3.4.5 Pérdidas por deterioro de valor de los activos

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 la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada 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 (UGEs).

Las UGEs se han definido siguiendo los siguientes criterios:

- Distribución de gas:

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

- Distribución de electricidad:

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

- Gas. Incluye las UGEs de Infraestructuras de gas, de Aprovechamiento y comercialización y la participación en Unión Fenosa Gas, que se analiza para deterioro de forma independiente.

- Electricidad:

- Electricidad España. El parque de generación de electricidad en España de entidades controladas se gestiona de una forma conjunta y centralizada, en función de las condiciones de la demanda, donde todas las centrales de distintas tecnologías juegan un papel relevante, complementario y necesario ante distintas situaciones de mercado, proporcionando la electricidad demandada por los clientes en cada momento. Este modelo se concreta, entre otros aspectos, por la existencia de un único representante y sujeto liquidador ante el mercado que actúa mediante una única sala de ofertas, estando todo el negocio de generación y comercialización bajo la misma dirección. En consecuencia se considera que existe una única UGE para la generación (incluyendo las distintas tecnologías de generación no renovable y renovable) y la comercialización de electricidad en España, dado que se gestionan y controlan de forma global y centralizada.

En octubre de 2015 se incorpora un grupo de generación de la central de ciclo combinado de Campo de Gibraltar, atribuido a Gas Natural Fenosa como consecuencia de la escisión de Nueva Generadora del Sur, S.A. (Nota 30).

- Global Power Generation (GPG). Se considera que existe una UGE en cada país en el que se opera al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios y gestionados de manera independiente. El parque de generación de electricidad de GPG está situado en Latinoamérica (Costa Rica, México, Panamá, República Dominicana y Puerto Rico, este último integrado por el método de la participación) y Resto (Kenia y Australia).

- CGE: Corresponde a la Compañía General de Electricidad, consolidada desde el 30 de noviembre de 2014 (Nota 30), que se gestiona de manera independiente respecto del resto de negocios de Latinoamérica. Incluye las UGEs de distribución y transporte eléctrico, distribución de gas natural y gas licuado del petróleo (GLP).
- Otros. Incluye las UGEs de yacimiento de carbón en Sudáfrica y de fibra óptica (hasta 30 de junio de 2014).

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, ampliados hasta cinco años, en función de la regulación y de las expectativas para el desarrollo del mercado de acuerdo con las previsiones sectoriales disponibles y de la experiencia histórica sobre la evolución de los precios y los volúmenes producidos.

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

Las tasas de crecimiento nominales empleadas para cada UGE o grupo de UGEs son las siguientes:

	Crecimiento 2015 (%)	Crecimiento 2014 (%)
Distribución de gas Resto de Europa	1,0	1,0
Distribución de gas Latinoamérica	1,0	1,0
Distribución de electricidad España	0,6	0,6
Distribución de electricidad Resto de Europa	1,8	1,8
Distribución de electricidad Latinoamérica	1,2 -3,0	1,2 -3,0
Unión Fenosa Gas	1,4	1,4
Electricidad España	1,8	1,8
GPG	1,0 - 4,9	1,0 - 4,9
CGE	2,8	-

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

	Tasas 2015 (%)	Tasas 2014 (%)
Distribución de gas Resto de Europa	6,3	7,3
Distribución de gas Latinoamérica	15,0-16,0	17,0-18,0
Distribución de electricidad España	5,6	6,2
Distribución de electricidad Resto de Europa	14,9	14,4
Distribución de electricidad Latinoamérica	8,8-15,5	9,1-15,5
Unión Fenosa Gas	11,0	11,7
Electricidad España	6,8	6,5
GPG	6,4-11,1	7,0-11,8
CGE	10,5-10,7	-

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 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 regulatorias existentes y las revisiones tarifarias teniendo en consideración la experiencia derivada de las anteriores revisiones tarifarias en cada país.
 - Coste de la energía. Estimados conforme a los modelos predictivos desarrollados en base al conocimiento de los mercados energéticos de cada país.
 - 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 y la calidad del suministro.
- Distribución de electricidad España:
 - Retribución regulada. Importe y crecimiento de la retribución aprobada por el regulador considerando los impactos regulatorios del Real Decreto-ley 9/2013 y la Ley 24/2013 (Nota 2.4.2.1) y Real Decreto 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.
- Unión Fenosa Gas:
 - Coste de los aprovisionamientos de gas. De acuerdo a los precios de los contratos a largo plazo suscritos por Unión Fenosa Gas.
 - Volúmenes de gas a obtener de cada fuente de aprovisionamiento.
 - Precio de venta del gas natural. Valorado con los modelos predictivos de acuerdo con la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados en los que opera Unión Fenosa Gas.
- 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 Real Decreto-ley 2/2013, el Real Decreto-ley 9/2013, la Ley 24/2013 y Real Decreto 413/2014 (Nota 2.4. y 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. Estimado en base a los contratos a largo plazo de aprovisionamiento suscritos por Gas Natural Fenosa y a la evolución prevista de las curvas de precios y la experiencia en los mercados donde opera.
 - 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).
- Global Power Generation (GPG):
- La generación de electricidad internacional 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.
- CGE:
- La evolución de los ingresos de la distribución eléctrica y la distribución de gas natural, actividades reguladas, se han evaluado en función de las tarifas y precios máximos que se estima serán aprobados por el regulador. La distribución de gas natural licuado del petróleo se realiza al amparo de los contratos de compraventa de gas con un modelo de negocio estable.

Como resultado del proceso anterior, en el ejercicio 2014 los valores recuperables de los activos de las UGEs, calculados conforme a la metodología descrita, resultaron, excepto para las participaciones en Unión Fenosa Gas y Nueva Generadora del Sur, S.A., superiores a los valores netos contables registrados en las presentes Cuentas anuales consolidadas, por lo que se registró un deterioro de dichas participaciones (Nota 7).

En el ejercicio 2015 los análisis de deterioro realizados no han puesto de manifiesto la necesidad de realizar deterioros adicionales o de revertir los deterioros realizados en el ejercicio anterior.

Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de 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. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes realizados, han sido los siguientes:

	Aumento	Disminución
Tasa de descuento	50 puntos básicos	-
Electricidad producida	-	5%
Precio de electricidad	-	5%
Costes combustibles y aprovisionamiento de gas	5%	-
Evolución tarifa/retribución	-	5%
Costes operación y mantenimiento	5%	-
Inversiones	5%	-

Estos análisis de sensibilidad realizados para cada hipótesis básica de forma independiente no harían variar las conclusiones obtenidas respecto de que el importe recuperable es superior al valor neto contable de las distintas UGEs, salvo en el caso de Unión Fenosa Gas cuyo valor razonable es similar a su valor neto contable.

3.4.6 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 (Nivel 1). 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 (Nivel 2 y 3). 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 en las presentes cuentas anuales consolidadas 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 2015 y 2014, que han sido considerados factoring sin recurso, al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos.

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

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

Deudas financieras

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

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

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.

3.4.7 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 (Nivel 1).
- 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 (Nivel 2 y 3).

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.



3.4.8 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".

3.4.9 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.

3.4.10 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.

3.4.11 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.

3.4.12 Deuda financiera e instrumentos de patrimonio

La deuda financiera y los instrumentos de patrimonio emitidos por Gas Natural Fenosa son clasificados de acuerdo con la naturaleza de la emisión efectuada.

Gas Natural Fenosa considera como instrumento de patrimonio cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual de los activos netos de la entidad.

Los costes de emisión de instrumentos de patrimonio se presentan como una deducción en el patrimonio neto.

3.4.13 Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas

Las emisiones de participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas 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.
- El pago de intereses resulta discrecional para el emisor.

En el caso de emisiones 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 "Participaciones no dominantes".

3.4.14 Ingresos diferidos

En este epígrafe se incluyen básicamente:

- Las subvenciones oficiales recibidas, correspondientes principalmente a los Convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas, para las que Gas Natural Fenosa



ha cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

- Ingresos recibidos para la construcción de instalaciones de conexión a la red de distribución de gas o electricidad, que se registran por el efectivo recibido, así como cesiones recibidas de dichas instalaciones, que se registran de acuerdo con lo establecido en la CINIIF 18 por su valor razonable, al considerar que tanto el efectivo, como las instalaciones, se reciben en contrapartida a un servicio continuo de acceso a la red durante la vida de las instalaciones.
- Ingresos recibidos por desplazamiento de red a cargo de terceros.

Los importes imputados en el epígrafe 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.

3.4.15 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 directamente en patrimonio 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 retirada, o a proporcionar indemnizaciones por cese. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en que Gas Natural Fenosa ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los empleados, una vez solicitada por ellos.

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 se registra en el epígrafe de "Gastos de personal" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

3.4.16 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 centrales 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.

Para cubrir la obligación de entrega de derechos de emisión de CO₂ derivada de las emisiones realizadas durante el ejercicio, se registra en provisiones el déficit valorado al coste de adquisición para derechos comprados y al valor razonable para los derechos pendientes de compra.

3.4.17 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 consolidado. La parte de interés de la carga financiera se imputa a la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada durante el período de vigencia del arrendamiento al objeto de obtener un tipo de interés periódico constante sobre la deuda pendiente de amortizar a cada período. El inmovilizado material adquirido bajo contratos de arrendamiento financiero se amortiza durante la vida útil del activo.

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.

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.



3.4.18 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.

Cuando se produce un cambio en los tipos impositivos se procede a reestimar los importes de impuestos diferidos de activo y pasivo. Estos importes se cargan o abonan contra el resultado consolidado o contra el epígrafe de "Otro resultado global del ejercicio" del Estado consolidado de resultado global, en función de la cuenta a la que se cargó o abonó el importe original.

3.4.19 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 fija para cada empresa distribuidora para el conjunto de sus instalaciones en función de los clientes conectados a las mismas y del volumen de gas suministrado.

La retribución de la actividad regulada de transporte de gas se fija en concepto de disponibilidad y continuidad de suministro de las empresas titulares de activos de transporte.

La retribución de la actividad regulada de transporte y distribución de gas se registra como ingreso por el importe asignado en la Orden Ministerial que la determina cada año.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2013 y 2014, pero no se espera que de las liquidaciones definitivas se deriven diferencias significativas con respecto a las estimaciones realizadas.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio (Nota 2.1.1.2) establece, entre otras medidas, el reconocimiento del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que se determinará en la liquidación definitiva de 2014. Los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, tendrán derecho a recuperar dicho déficit durante un período de quince años, con anualidades que serán incluidas como un coste del sistema y en las que se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Por otro lado, los desajustes temporales producidos entre los ingresos y costes del sistema gasista serán financiados por los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, generando un derecho a su recuperación durante los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones de mercado. En consecuencia, la financiación del déficit de ingresos del sistema gasista se registra como un activo financiero de acuerdo a que, en base a esta regulación, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros.

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.

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 y las sucesivas Órdenes Ministeriales.



A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2012 a 2014, 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 fueron suficientes para retribuir las diferentes actividades reguladas y costes del sistema. Las empresas generadoras, entre las que se encontraba Gas Natural Fenosa, se vieron obligadas a financiar dicho déficit de ingresos, hasta su financiación definitiva. Tras sucesivas subastas y cesiones de los derechos pendientes de cobro, el 15 de diciembre de 2014 se cerró el proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.

Tras la publicación de la Ley 24/2013 del sector Eléctrico del 26 de diciembre (Nota 2.4), los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico son financiados por los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, generando un derecho a su recuperación durante los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones de mercado. En consecuencia, la financiación del déficit de ingresos del sistema eléctrico por Gas Natural Fenosa se registra como un activo financiero de acuerdo a que, en base a esta regulación, existe el derecho a percibir su reintegro sin que se encuentre sujeto a factores contingentes futuros.

La cifra de ingresos incluye el importe tanto de las ventas de electricidad en el mercado PVPC 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.

d) Otros ingresos y gastos

Gas Natural Fenosa mantiene contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica para sus centrales de ciclo combinado en México con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuya duración es de 25 años desde la fecha de inicio de su operación comercial. Estos contratos establecen un calendario de cobros preestablecidos por la cesión de la capacidad de suministro de energía. Dado que Gas Natural Fenosa tiene la capacidad de operar y dirigir las centrales, vende la energía a precios de mercado y mantiene los beneficios y riesgos de la explotación adoptando las decisiones relevantes que afectarán a los flujos de efectivo futuros, estos contratos consisten en la prestación de servicios por lo que se contabilizan de acuerdo al método de porcentaje de realización.

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 periodo 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.

3.4.20 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.

3.4.21 Estimaciones e hipótesis contables significativas

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

- a) *Inmovilizado intangible y material (Notas 3.4.3 y 3.4.4)*

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 valor de los activos (Nota 3.4.5)*

El valor recuperable estimado de las UGEs aplicado a las pruebas de deterioro ha sido determinado a partir de los flujos de efectivo descontados basados en las proyecciones realizadas por Gas Natural Fenosa, que históricamente se han cumplido sustancialmente.

- c) *Derivados y otros instrumentos financieros (Nota 3.4.7)*

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 3.4.15)*

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 3.4.16)*

Gas Natural Fenosa realiza una estimación de los importes a liquidar en el futuro, incluyendo los correspondientes a obligaciones contractuales, litigios pendientes, costes futuros para el desmantelamiento y cierre de determinadas instalaciones y restauración de terrenos u otros pasivos. Dichas estimaciones están sujetas a interpretaciones de los hechos y circunstancias actuales, proyecciones de acontecimientos futuros y estimaciones de los efectos financieros de dichos acontecimientos.

f) *Impuesto sobre beneficios (Nota 3.4.18)*

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 3.4.19)*

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 periodo. El consumo diario estimado se deriva de los perfiles históricos de cliente ajustados estacionalmente y demás factores que pueden medirse y que afectan al consumo. Históricamente, no se ha realizado ningún ajuste material correspondiente a los importes registrados como ingresos no facturados y no se espera tenerlos en el futuro.

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.

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa creó la sociedad Global Power Generation, S.A.U. con el fin de impulsar su negocio de generación internacional y agrupar los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa. Por este motivo se reordenó la información de gestión interna creándose el negocio Global Power Generation y presentando el resto de negocios de Latinoamérica dentro de su segmento de actividad.

a) *Información por segmentos*

Los segmentos de operación de Gas Natural Fenosa son:

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

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 Italia consiste en la distribución regulada de distribución y comercialización de gas.

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

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

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.

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 y Panamá.

- 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 (participada en un 50% por Gas Natural Fenosa y en un 50% por otro socio y consolidada por el método de la participación) incluye las actividades de licuefacción en Damietta (Egipto), de transporte marítimo, de regasificación en Sagunto y de aprovisionamiento y comercialización de gas.

- Electricidad. Incluye la generación de electricidad y comercialización en España y las actividades de Global Power Generation.

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 renovables, el suministro de electricidad en mercados mayoristas y la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español.

El negocio de Global Power Generation incluye principalmente las actividades de generación internacional del grupo en Latinoamérica (México, Costa Rica, República Dominicana, Panamá y Puerto Rico, esta última a través de la sociedad EcoEléctrica, L.P. y consolidada por el método de la participación) y Resto (Kenia y Australia).

- CGE. Incluye las actividades de distribución y transporte eléctrico, distribución de gas natural y gas licuado del petróleo (GLP) desde el 30 de noviembre de 2014.
- Otros. Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, las actividades relacionadas con fibra óptica (hasta el 30 de junio de 2014) 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 y ganancias

2015	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			CGE	Otros	Elimina- ciones	TOTAL			
	España		Latino- américa	España		Moldavia	Latino- américa		Total		Global Power Generation						Total		
	España	Italia	España	Latino- américa	Total	Infra- estructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	España	Global Power Generation								
Importe neto cifra negocios consolidado	1.056	92	3.389	4.537	792	260	2.232	3.284	21	9.468	-	9.489	4.655	779	5.474	2.979	252	-	26.015
Importe neto cifra negocios entre segmentos	135	-	-	135	46	-	-	46	296	1.292	-	1.588	1.084	27	1.111	-	237	-	3.117
Importe neto cifra negocios segmentos	1.191	92	3.389	4.672	838	260	2.232	3.330	317	10.760	-	11.077	5.779	806	6.585	2.979	489	(3.117)	26.015
Aprovisionamientos segmentos	(16)	(1)	(2.397)	(2.414)	(1)	(205)	(1.609)	(1.815)	(6)	(9.676)	-	(9.682)	(4.338)	(420)	(4.758)	(2.132)	(177)	2.981	(17.997)
Gastos de personal neto	(68)	(12)	(96)	(176)	(83)	(6)	(50)	(139)	(6)	(68)	-	(73)	(135)	(39)	(177)	(176)	(232)	-	(973)
Otros ingresos/gastos de explotación	(235)	(13)	(259)	(507)	(147)	(11)	(195)	(353)	(13)	(228)	-	(241)	(562)	(86)	(648)	(172)	4	135	(1.781)
Ebitda	872	66	637	1.575	607	38	378	1.023	293	788	-	1.081	741	261	1.002	499	84	-	5.264
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	5
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(289)	(24)	(107)	(420)	(217)	(6)	(65)	(288)	(95)	(24)	-	(119)	(523)	(134)	(657)	(157)	(109)	-	(1.750)
Dotación a provisiones	(4)	-	(20)	(24)	(2)	-	(135)	(137)	-	(59)	-	(59)	(38)	-	(38)	-	-	-	(258)
Resultado de explotación	579	42	510	1.131	368	32	178	598	198	705	-	903	180	127	307	342	(20)	-	3.261
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(894)
Resultado método participación	-	-	1	1	2	-	-	2	-	-	-	(81)	4	40	44	24	6	-	(4)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.363
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(573)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.790
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.824

2014 (1)	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas			Electricidad			CGE	Otros	Elimina- ciones	TOTAL			
	España		Latino- américa	España		Moldavia	Latino- américa		Total		Global Power Generation						Total		
	España	Italia	España	Latino- américa	Total	Infra- estructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	España	Global Power Generation								
Importe neto cifra negocios consolidado	1.057	88	3.451	4.596	778	235	2.194	3.207	71	10.735	-	10.806	4.695	927	5.622	227	239	-	24.697
Importe neto cifra negocios entre segmentos	143	-	-	143	46	-	-	46	243	1.072	-	1.315	1.127	19	1.146	-	389	-	3.039
Importe neto cifra negocios segmentos	1.200	88	3.451	4.739	824	235	2.194	3.253	314	11.807	-	12.121	5.822	946	6.768	227	628	(3.039)	24.697
Aprovisionamientos segmentos	(20)	-	(2.513)	(2.533)	(2)	(182)	(1.822)	(1.806)	(8)	(10.617)	-	(10.625)	(4.228)	(619)	(4.848)	(161)	(271)	2.912	(17.332)
Gastos de personal neto	(71)	(11)	(66)	(168)	(93)	(6)	(52)	(151)	(4)	(62)	-	(66)	(145)	(31)	(176)	(17)	(250)	-	(828)
Otros ingresos/gastos de explotación	(238)	(11)	(247)	(496)	(144)	(10)	(172)	(326)	(14)	(226)	-	(240)	(666)	(75)	(741)	(21)	5	127	(1.692)
Ebitda	871	66	605	1.542	585	37	348	970	286	902	-	1.190	782	221	1.003	28	112	-	4.845
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258	-	258
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(292)	(27)	(104)	(423)	(215)	(6)	(62)	(283)	(90)	(22)	-	(112)	(553)	(104)	(657)	(13)	(128)	-	(1.616)
Dotación a provisiones	(7)	-	(16)	(23)	-	-	(160)	(160)	-	(83)	-	(83)	(31)	-	(31)	-	(5)	-	(302)
Resultado de explotación	572	39	485	1.096	370	31	126	527	199	797	-	995	198	117	315	15	237	-	3.185
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(799)
Resultado método participación	-	-	1	1	3	-	-	3	-	-	-	(492)	(27)	36	11	1	2	-	(474)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.912
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.692)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.824
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.824
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.824

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).



Información financiera por segmentos – Activos, Pasivos e Inversiones

2015	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas		Electricidad		Eliminaciones	TOTAL							
	España	Italia	Latino- américa	España	Moldavia	Latino- américa	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total			Global Power Generation	Otros					
Activos de explotación (a)	3.697	518	2.227	6.442	5.178	208	1.994	7.390	1.033	2.283	3.316	8.192	1.983	11.175	6.045	1.238	(723)	34.873	
Inversiones método de la participación	-	-	10	10	6	-	-	6	-	-	1.209	1.209	80	309	399	73	33	-	1.730
Pasivos de explotación (a)	(764)	(40)	(575)	(1.379)	(984)	(42)	(792)	(1.828)	(17)	(1.350)	(1.367)	(1.055)	(102)	(1.157)	(420)	(966)	746	(6.371)	
Inversión inmovilizado Intangible (b)	27	24	149	200	29	-	5	34	-	4	-	4	1	2	14	112	-	366	
Inversión inmovilizado Material (c)	408	1	126	535	220	9	139	368	12	34	-	46	103	57	160	251	41	1.401	
Combinaciones de negocio (Nota 30)	5	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304	-	-	309	

2014	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas		Electricidad		Eliminaciones	TOTAL							
	España	Italia	Latino- américa	España	Moldavia	Latino- américa	Infraestructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total			Global Power Generation	Otros					
Activos de explotación (a)	3.569	512	2.466	6.547	5.149	163	2.092	7.404	1.057	2.782	3.819	9.076	1.941	11.017	7.120	1.238	(735)	36.410	
Inversiones método de la participación	-	-	10	10	98	-	-	98	-	-	1.295	1.295	248	286	534	75	22	-	2.034
Pasivos de explotación (a)	(919)	(29)	(675)	(1.623)	(1.005)	(27)	(808)	(1.840)	(62)	(1.686)	(1.748)	(867)	(158)	(1.045)	(593)	(1.121)	760	(7.210)	
Inversión inmovilizado Intangible (b)	19	24	246	289	22	-	4	26	4	2	-	6	1	1	4	111	-	437	
Inversión inmovilizado Material (c)	316	1	102	419	196	15	119	330	188	34	-	222	94	166	260	35	49	1.315	
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.519	-	-	2.519	

(a) A continuación se detalla la conciliación entre "Activos de explotación" y "Pasivos de explotación" con "Total Activo" y "Total Pasivo" consolidados:

	2015	2014	2015	2014
Activos de explotación	34.873	36.410	(6.371)	(7.210)
Fondo de Comercio	4.962	4.959	(18.518)	(18.020)
Inversiones contabilizadas método de la participación	1.730	2.034	(15.653)	(17.740)
Activos financieros no corrientes	1.387	1.289	(646)	(631)
Activo por impuesto diferido	1.070	1.134	(2.543)	(2.798)
Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	955	-	(585)	-
Instrumentos financieros derivados (Nota 11)	5	24	(2.595)	(2.804)
Administraciones públicas (Nota 11)	197	139	(188)	(47)
Activos por impuesto corriente	198	286	(421)	(419)
Otros activos financieros corrientes	365	471	(477)	(599)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.390	3.572	(135)	(60)
Total Activo	48.132	50.328	(48.132)	(50.328)
Pasivos de explotación	(6.371)	(7.210)	(18.518)	(18.020)
Patrimonio neto	(18.518)	(18.020)	(15.653)	(17.740)
Pasivos financieros no corrientes	(646)	(631)	(2.543)	(2.798)
Pasivo por impuesto diferido	(585)	-	(2.595)	(2.804)
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9)	-	-	(188)	(47)
Pasivos financieros corrientes	(2.595)	(2.804)	(421)	(419)
Instrumentos financieros derivados (Nota 18, 19 y 20)	(188)	(47)	(477)	(599)
Dividendo a pagar (Nota 20)	(421)	(419)	(135)	(60)
Administraciones públicas (Nota 19)	(477)	(599)	(135)	(60)
Pasivos por impuesto corriente	(135)	(60)	(48.132)	(50.328)
Total Pasivo	(48.132)	(50.328)		

(b) Se incluye la inversión en "Inmovilizado intangible" (Nota 5) detallada por segmentos de operación, excepto la inversión correspondiente a los derechos de emisión por importe de 100 millones de euros en 2015 (47 millones de euros en 2014).

(c) Se incluye la inversión en "Inmovilizado material" (Nota 6) detallada por segmentos de operación.

S



b) *Información por áreas geográficas*

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2015	2014
España	11.731	12.828
Resto de Europa	2.668	2.231
Latinoamérica	10.271	8.059
Otros	1.345	1.579
Total	26.015	24.697

Los activos de Gas Natural Fenosa, que incluyen los activos de explotación, según la descripción realizada anteriormente, y las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación asignados, según la ubicación de los mismos son los siguientes:

	A 31.12.15	A 31.12.14
España	21.863	22.318
Resto de Europa	1.069	1.120
Latinoamérica	12.564	13.866
Otros	1.107	1.140
Total	36.603	38.444

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

	A 31.12.15	A 31.12.14
España	967	1.003
Resto de Europa	36	44
Latinoamérica	739	679
Otros	25	26
Total	1.767	1.752

Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2015 y 2014 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

	Concesiones y similares	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado intangible	Subtotal	Fondo de comercio	Total
Coste bruto	3.701	786	1.143	5.630	4.495	10.125
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.345)	(509)	(303)	(2.157)	-	(2.157)
Valor neto contable a 1.1.14	2.356	277	840	3.473	4.495	7.968
Inversión (Nota 4)	270	149	65	484	-	484
Desinversión ⁽¹⁾	(1)	-	(144)	(145)	(20)	(165)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(108)	(99)	(88)	(275)	-	(275)
Diferencias de conversión	33	-	1	34	71	105
Combinaciones de negocio (Nota 30)	2.013	25	242	2.280	413	2.693
Reclasificaciones y otros	(8)	(7)	(12)	(27)	-	(27)
Valor neto contable a 31.12.14	4.555	345	924	5.824	4.959	10.783
Coste bruto	6.066	946	1.309	8.321	4.959	13.280
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.511)	(801)	(385)	(2.497)	-	(2.497)
Valor neto contable a 1.1.15	4.555	345	924	5.824	4.959	10.783
Inversión (Nota 4)	157	196	113	466	-	466
Desinversión ⁽²⁾	(1)	-	(47)	(48)	-	(48)
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(47)	-	(51)	(98)	(49)	(147)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(127)	(123)	(58)	(308)	-	(308)
Diferencias de conversión	(348)	(5)	(11)	(364)	38	(326)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	2	-	87	89	14	103
Reclasificaciones y otros	(19)	-	21	2	-	2
Valor neto contable a 31.12.15	4.172	413	978	5.563	4.962	10.525
Coste bruto	5.725	1.131	1.423	8.279	4.962	13.241
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(1.553)	(718)	(445)	(2.716)	-	(2.716)
Valor neto contable a 31.12.15	4.172	413	978	5.563	4.962	10.525

(1) Incluye principalmente la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 27) y la entrega de derechos de emisión de CO₂ como consecuencia de las emisiones realizadas en el ejercicio anterior.

(2) Incluye principalmente la entrega de derechos de emisión de CO₂ como consecuencia de las emisiones realizadas en el ejercicio anterior.

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

En el ejercicio 2014 se incluía en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado intangible", un importe de 14 millones de euros correspondiente a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

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 1.351 millones de euros (1.579 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).
- La concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 31), por un importe de 238 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (246 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).
- 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 2014).

- Las concesiones en Chile de distribución y transporte eléctrico por importe de 1.040 millones de euros (1.085 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y de distribución de gas por importe de 835 millones de euros (943 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), todas ellas de vida útil indefinida (Nota 30).

El epígrafe "Otro inmovilizado intangible" incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación eólica que ascienden a 182 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (112 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).
- Los derechos de regasificación en exclusiva de la planta de regasificación de Peñuelas (Puerto Rico) que ascienden a 25 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (31 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).
- Los derechos de emisión de CO₂ adquiridos por 104 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (44 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).
- Otro inmovilizado intangible adquirido como consecuencia de la combinación de negocios de CGE por un importe de 193 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (251 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y como consecuencia de la combinación de negocios de Unión Fenosa por un importe de 420 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (449 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales.

Se presenta a continuación la asignación del fondo de comercio por UGE o grupos de UGEs:

31 de diciembre de 2015						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	CGE	Otros	Total
España	-	1.070	2.708	-	-	3.778
Latinoamérica	43	137	463	354	-	997
Resto	143	11	18	-	15	187
	186	1.218	3.189	354	15	4.962

31 de diciembre de 2014						
	Distribución de gas	Distribución electricidad	Electricidad	CGE	Otros	Total
España	-	1.070	2.694	-	-	3.764
Latinoamérica	50	123	415	420	-	1.008
Resto	143	13	16	-	15	187
	193	1.206	3.125	420	15	4.959

Las pruebas de deterioro se han realizado el 31 de diciembre de 2015 y 2014. 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 3.4.5).

El inmovilizado intangible incluye, a 31 de diciembre de 2015, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 452 millones de euros (358 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).



Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2015 y 2014 en las diferentes cuentas de inmovilizado material y de sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

	Terrenos y construcciones	Instalaciones técnicas de gas	Instalaciones técnicas de generación eléctrica	Instalaciones técnicas de transporte y distribución eléctrica	Buques transporte de gas	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
Coste bruto	664	8.264	11.389	6.506	516	1.189	811	29.339
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(134)	(4.443)	(2.715)	(1.052)	(159)	(473)	-	(8.976)
Valor neto contable a 1.1.14	530	3.821	8.674	5.454	357	716	811	20.363
Inversión (Nota 4)	26	412	38	234	177	23	405	1.315
Desinversión ⁽¹⁾	(7)	(3)	(8)	(13)	-	(205)	(42)	(278)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(21)	(387)	(584)	(260)	(27)	(85)	-	(1.344)
Diferencias de conversión	-	(7)	144	(49)	-	46	23	157
Combinaciones de negocios (Nota 30)	288	1.588	49	1.669	-	104	335	4.033
Reclasificaciones y otros	5	76	354	183	-	52	(649)	21
Valor neto contable a 31.12.14	821	5.500	8.687	7.218	507	651	883	24.267
Coste bruto	965	10.353	11.924	8.479	693	1.067	883	34.364
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(144)	(4.853)	(3.237)	(1.261)	(186)	(416)	-	(10.097)
Valor neto contable a 1.1.15	821	5.500	8.687	7.218	507	651	883	24.267
Inversión (Nota 4)	30	530	41	286	-	55	459	1.401
Desinversión	(10)	(6)	(1)	(4)	-	(5)	(8)	(34)
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(124)	(502)	-	-	-	(21)	(24)	(671)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(25)	(414)	(593)	(336)	(30)	(85)	-	(1.483)
Diferencias de conversión	(15)	(68)	120	(215)	-	(7)	(14)	(199)
Combinaciones de negocios (Nota 30)	1	27	349	-	-	6	4	387
Reclasificaciones y otros	5	11	114	196	-	108	(409)	25
Valor neto contable a 31.12.15	683	5.078	8.717	7.145	477	702	891	23.693
Coste bruto	817	10.194	12.484	8.670	693	1.140	891	34.889
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	(134)	(5.116)	(3.767)	(1.525)	(216)	(438)	-	(11.196)
Valor neto contable a 31.12.15	683	5.078	8.717	7.145	477	702	891	23.693

(1) Incluye principalmente la desinversión por la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 27).

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

En marzo de 2014 se incorporó un nuevo buque de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero por importe de 177 millones de euros. Por otro lado, Gas Natural Fenosa ha suscrito contratos que supondrán la incorporación de cuatro buques de transporte de gas de nueva construcción durante el período 2016-2017 en régimen de time-charter (Nota 34).

En octubre de 2014 se inició la operación del parque eólico Bii Hioxo (México) con 234 MW de potencia instalada.

En el ejercicio 2014, se incluyó en "Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro", dentro del epígrafe "Otro inmovilizado", un importe de 8 millones de euros que corresponde a la pérdida por deterioro del valor total de activos diversos.

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2015 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 14 millones de euros (23 millones de euros en

2014). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2015 representan el 1,6% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (2,6% para el ejercicio 2014). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2015 y 2014 ha ascendido a 3,3% y 4,1% 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 16).

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 cuatro buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero (Nota 18). En 2014 se cerró el acuerdo, enmarcado dentro de la operación de venta del negocio de gas natural licuado del grupo Repsol, que firmaron Gas Natural Fenosa y Shell adjudicándose el uso en exclusiva de cada uno de los dos buques que estaban contratados conjuntamente por Gas Natural Fenosa y el grupo Repsol.

En el epígrafe de "Otro inmovilizado" se recoge a 31 de diciembre de 2015 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 338 millones de euros (350 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), 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 y desarrollo por 26 millones de euros (32 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

El desglose del inmovilizado en curso por negocios es:

	31.12.2015	31.12.2014
Distribución de gas	144	172
Distribución de electricidad	388	290
Electricidad	334	351
Resto	25	70
Total	891	883

A 31 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2015, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 1.854 millones de euros (1.722 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

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 2015 compromisos de inversión por 861 millones de euros, básicamente para la construcción de cuatro buques de transporte de gas (Nota 34) y para el desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad.

Nota 7. Inversiones en sociedades

Asociadas y negocios conjuntos

El detalle de las Inversiones registradas por el método de la participación es el siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Asociadas	45	45
Negocios conjuntos	1.685	1.989
Total	1.730	2.034

En el Anexo I se relacionan todas las empresas asociadas y negocios conjuntos participadas por Gas Natural Fenosa indicando su actividad y porcentaje de participación de control y patrimonial.

Las participaciones más significativas corresponden a Unión Fenosa Gas y a EcoEléctrica L.P. (Nota 4).

El movimiento de los ejercicios 2015 y 2014 de las inversiones contabilizadas por el método de la participación, detallando las participaciones más significativas, es el siguiente:

	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Otros negocios conjuntos	Total Negocios conjuntos	Asociadas	Total
Valor de la participación a 1.1.14	1.799	226	332	2.357	36	2.393
Inversión	-	-	25	25	-	25
Participaciones en el resultado	(492)	38	(22)	(476)	2	(474)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	70	70	5	75
Dividendos recibidos	(24)	(16)	(1)	(41)	-	(41)
Diferencias de conversión	11	35	-	46	-	46
Otro resultado global	1	3	(1)	3	-	3
Reclasificaciones y otros	-	-	5	5	2	7
Valor de la participación a 31.12.14	1.295	286	408	1.989	45	2.034
Inversión	-	-	61	61	-	61
Desinversión (1)	-	-	(92)	(92)	-	(92)
Participaciones en el resultado	(81)	40	32	(9)	5	(4)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	6	6	-	6
Dividendos recibidos	(13)	(52)	(36)	(101)	-	(101)
Diferencias de conversión	11	32	(5)	38	-	38
Otro resultado global	(1)	2	-	1	-	1
Reclasificaciones y otros (2)	(2)	1	(207)	(208)	(5)	(213)
Valor de la participación a 31.12.15	1.209	309	167	1.685	45	1.730

(1) En julio de 2015 Gas Natural Fenosa vendió su participación del 44,9% en la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. lo que ha supuesto una desinversión en el epígrafe de sociedades registradas por el método de la participación por importe de 92 millones de euros (Nota 27).

(2) Incluye traspaso de activos mantenidos para la venta por importe de 5 millones de euros (Nota 9) y la baja por la escisión de Nueva Generadora del Sur, S.A. (Nota 30).



En el ejercicio 2014, se incluía en "Participaciones en el resultado" un importe de 510 millones de euros que correspondía a la pérdida por deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas (485 millones de euros) y en Nueva Generadora del Sur, S.A. (25 millones de euros).

Con respecto a Unión Fenosa Gas, como consecuencia de que en el ejercicio 2014 se produjo un incumplimiento sustancial por parte del suministrador egipcio de los acuerdos para restablecer las entregas de gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), se puso de manifiesto la necesidad de actualizar el análisis de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada, siguiendo los criterios de cálculo detallados en la Nota 3.4.5. En el análisis de deterioro realizado se consideraron las siguientes hipótesis:

- Un retraso de la fecha de reanudación del suministro de gas de Egipto, sin perjuicio de las distintas acciones legales iniciadas;
- Un eventual mayor coste del suministro de gas por la utilización de fuentes de suministro alternativas a las de Egipto;
- Una tasa de descuento antes de impuestos del 11,7%;
- Una tasa de crecimiento posterior del negocio del 1,4%.

El resultado del análisis del deterioro realizado en el ejercicio 2014 puso de manifiesto la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 485 millones de euros.

En el ejercicio 2015 la actualización del análisis de deterioro de Unión Fenosa Gas no ha modificado las hipótesis consideradas en el análisis realizado en el ejercicio anterior, salvo por lo que respecta a la tasa de descuento antes de impuestos que se ha establecido en el 11,0%. Por otro lado, los resultados obtenidos por Unión Fenosa Gas en el ejercicio 2015 son similares a los incluidos en las proyecciones utilizadas en el análisis de deterioro del ejercicio 2014, sin que se haya producido ningún nuevo evento, por lo que no ha surgido la necesidad de registrar un deterioro adicional o de revertir el deterioro dotado en el ejercicio anterior.

Por otro lado, con respecto a Nueva Generadora del Sur S.A., como consecuencia de una sentencia del Tribunal superior de Justicia de Andalucía que ordenó el desmantelamiento de la línea de evacuación de energía se produjo una parada temporal de la actividad de dicha central, iniciándose las actuaciones encaminadas a la obtención de un trazado alternativo. En consecuencia, se puso de manifiesto la necesidad de actualizar el análisis de deterioro para la globalidad de la inversión en la participada, siguiendo los criterios de cálculo detallados en la Nota 3.4.5. En el análisis de deterioro realizado se consideraron las siguientes hipótesis:

- Un retraso de la fecha de reanudación de la situación de disponibilidad de la central;
- Una tasa de descuento antes de impuestos del 6,5%;
- Una tasa de crecimiento posterior del negocio del 1,8%.

El resultado del análisis de deterioro realizado en el ejercicio 2014 puso de manifiesto la necesidad de dotar un deterioro de la participación en Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 25 millones de euros.

En el ejercicio 2015 la tramitación para la reubicación de la línea de evacuación ha seguido con los plazos previstos, de forma que las hipótesis en las que se basó el análisis de deterioro de Nueva Generadora del Sur, S.A. no han variado

significativamente. Tal y como se indica en la nota 30, Nueva Generadora del Sur, S.A. ha realizado una operación de escisión entregando un grupo de generación a cada uno de sus socios. Gas Natural Fenosa ha incorporado el grupo recibido en la UGE de Electricidad España por su valor razonable.

El detalle de activos, pasivos, ingresos y resultados de las principales participaciones en negocios conjuntos de Gas Natural Fenosa es el siguiente (según porcentaje de participación):

	A 31.12.2015		A 31.12.2014	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
Activo no corriente	1.772	313	1.836	286
Activo corriente	316	76	351	109
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	123	3	140	45
Pasivo no corriente	(700)	(54)	(731)	(72)
Pasivos financieros no corrientes	(204)	(50)	(211)	(69)
Pasivo corriente	(179)	(26)	(161)	(37)
Pasivos financieros corrientes	(31)	(11)	(31)	(22)
Activos netos	1.209	309	1.295	286
Deuda financiera neta (1)	112	58	102	46

(1) Deuda financiera neta: Pasivos financieros no corrientes+Pasivos financieros corrientes-Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

	2015		2014	
	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.	Unión Fenosa Gas	EcoEléctrica, L.P.
Resultado explotación	(99)	46	(92)	43
Importe neto de la cifra de negocios	676	152	909	158
Gastos de explotación	(635)	(84)	(821)	(91)
Dotación a la amortización	(140)	(22)	(180)	(24)
Participación en el resultado	(81)	40	(492)	38
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	(81)	40	(7)	38
Deterioro participación	-	-	(485)	-

No existen pasivos contingentes de las participaciones en negocios conjuntos. Los compromisos contractuales de las participaciones en negocios conjuntos son los compromisos para la compra de gas de Unión Fenosa Gas y EcoEléctrica L.P. de 5.223 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (8.808 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), los compromisos de venta de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 2.643 millones de euros (5.585 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), los compromisos por prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica de EcoEléctrica L.P. por importe de 265 millones de euros (273 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y los compromisos de pago de arrendamientos operativos por los buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 148 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (143 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Por otra parte, determinados proyectos de inversión de las participaciones en negocios conjuntos 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 2015 asciende a 361 millones de euros (369 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Operaciones conjuntas

Gas Natural Fenosa participa en diferentes operaciones conjuntas que cumplen las condiciones indicadas en la Nota 3.4.1.b y que se detallan en el apartado 3 del Anexo I. Las participaciones relevantes en operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son las siguientes:

	2015	2014
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Almaraz	11,3%	11,3%
Comunidad de Bienes Central Nuclear de Trillo	34,5%	34,5%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Aceca	50,0%	50,0%
Comunidad de Bienes Central Térmica de Anllares	66,7%	66,7%

La aportación de las operaciones conjuntas a los activos, pasivos, ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa es la siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Activo no corriente	596	611
Activo corriente	185	67
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1	-
Pasivo no corriente	(76)	(63)
Pasivos financieros no corrientes	-	-
Pasivo corriente	(89)	(81)
Pasivos financieros corrientes	(11)	(11)
Activos netos	616	534
Deuda financiera neta (1)	10	11

(1) Deuda financiera neta: Pasivos financieros no corrientes+Pasivos financieros corrientes-Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

	2015	2014
Resultado explotación	49	(19)
Importe neto de la cifra de negocios	254	189
Gastos de explotación	(146)	(154)
Dotación a la amortización	(59)	(54)
Participación en el resultado	41	(13)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	41	(13)

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 2015 y 2014, 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 2015						
Instrumentos de patrimonio	141	-	-	-	-	141
Derivados (Nota 17)	-	-	-	208	-	208
Otros activos financieros	-	1.035	3	-	-	1.038
Activos financieros no corrientes	141	1.035	3	208	-	1.387
Derivados (Nota 17)	-	-	-	2	-	2
Otros activos financieros	-	362	1	-	-	363
Activos financieros corrientes	-	362	1	2	-	365
Total	141	1.397	4	210	-	1.752

	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 2014						
Instrumentos de patrimonio	145	-	-	-	-	145
Derivados (Nota 17)	-	-	-	30	-	30
Otros activos financieros	-	1.112	2	-	-	1.114
Activos financieros no corrientes	145	1.112	2	30	-	1.289
Derivados (Nota 17)	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	470	1	-	-	471
Activos financieros corrientes	-	470	1	-	-	471
Total	145	1.582	3	30	-	1.760

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014, es la siguiente:

Activos financieros	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Disponibles para la venta	-	-	141	141	-	-	145	145
Derivados de cobertura	-	210	-	210	-	30	-	30
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	210	141	351	-	30	145	175



Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2015 y 2014 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

	2015				2014			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
A 1 de Enero	-	-	145	145	-	-	149	149
Aumentos	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(7)	(7)	-	-	(1)	(1)
Trasposos y otros	-	-	3	3	-	-	(3)	(3)
A 31 de Diciembre	-	-	141	141	-	-	145	145

La partida más significativa corresponde a una participación del 14,9% en la sociedad Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 87 millones de euros (90 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2015 y 2014 se muestra a continuación:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Créditos comerciales	129	133
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	199	177
Fianzas y depósitos	121	139
Deudores ingresos capacidad	88	35
Otros créditos	498	628
Préstamos y partidas a cobrar no corrientes	1.035	1.112
Créditos comerciales	65	56
Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico	68	183
Financiación del déficit de ingresos sistema gasista	102	139
Dividendo a cobrar	14	13
Otros créditos	113	79
Préstamos y partidas a cobrar corrientes	362	470
Total	1.397	1.582

El desglose por vencimientos a diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Vencimientos	A 31.12.15	A 31.12.14
Antes de 1 año	362	470
Entre 1 año y 5 años	284	456
Más de 5 años	751	656
Total	1.397	1.582

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 "Financiación déficit de ingresos sistema eléctrico" se incluyen los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Nota 2.4) y que generan el derecho

2



a su recuperación en los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en su totalidad a corto plazo por entender que se trata de un desajuste temporal que será recuperado a través de las liquidaciones del sistema en el plazo de un año.

En el apartado "Financiación del déficit de ingresos sistema gasista" se incluyen los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista acumulado del ejercicio 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme al Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio (Nota 2.1.1.2) y que generan el derecho a su recuperación en los quince años siguientes por la parte que se considere déficit definitivo de 2014 y en los cinco años siguientes por el resto financiado, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. El importe de esta financiación ha sido registrado en largo plazo y en corto plazo de acuerdo con el plazo estimado de recuperación a través de las liquidaciones del sistema.

En el apartado "Fianzas y depósitos" se incluyen fundamentalmente los importes depositados en las Administraciones Públicas competentes, de acuerdo con la legislación que así lo establece, por las fianzas y depósitos recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro de electricidad y gas natural (Nota 18).

En el apartado "Deudores ingresos capacidad" se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de cesión de capacidad de generación con la Comisión Federal de Electricidad de México (Nota 3.4.19.d).

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

- un crédito de 197 millones de euros (217 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) 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 créditos, de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 3.4.3.b y Nota 31) por importe de 284 millones de euros (240 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), de los cuales 28 millones de euros están clasificados en el activo corriente (21 millones de euros en 2014). Estos créditos se clasifican en este epígrafe "Préstamos y partidas a cobrar" por tratarse de un derecho incondicional a recibir efectivo con importes fijos o determinables.
- en el ejercicio 2014, el importe a cobrar del sistema gasista que resultaba del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el 9 de agosto de 2010, en base al artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000 por importe de 132 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y por importe de 33 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes". Con fecha 24 de julio de 2015 se ha realizado una cesión sin recurso a favor de una entidad financiera de la totalidad del crédito pendiente de cobro,

transmitiéndose todos los derechos y riesgos asociados, por lo que el saldo es cero a 31 de diciembre de 2015.

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 17 se recoge el detalle de los instrumentos financieros derivados.

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

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa, que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., ha alcanzado un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene una participación del 21,9% en Gasco S.A., denominado "Familia Pérez Cruz", para la división de dicha sociedad en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural (Gasco GN) que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (Gasco GLP) y que se transmitirá a la Familia Pérez Cruz.

En virtud del acuerdo alcanzado, se asigna negocio de GLP los siguientes activos y pasivos:

- Actividad de aprovisionamiento, logística, distribución y comercialización de gas licuado del petróleo desarrollado, fundamentalmente, a través de las sociedades Gasco GLP, S.A. y Gasmar, S.A. y Autogasco, S.A. en Chile e Inversiones GLP, S.A.S. E.S.P. en Colombia.
- La unidad de negocio Gasco Magallanes.
- Determinados activos de uso conjunto y los activos que no estén relacionados directa o indirectamente con el negocio de GLP ni con el negocio de gas natural.
- Las emisiones de bonos de Gasco, S.A. La Junta de bonistas realizada en fecha 28 de enero de 2016 ha aprobado liberar de la solidaridad de pago a Gasco GN.

Una vez materializada la división, cada una de las partes lanzará una oferta pública de adquisición de acciones para incrementar su participación hasta un máximo del 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la oferta pública. Según el acuerdo, el valor asignado a cada acción de Gasco, S.A. es de 1.754 pesos chilenos mientras que cada acción de Gasco GN tendrá un valor de 3.546 pesos chilenos. Dichos precios serán ajustados, entre otros, por el efecto de los dividendos pagados o por causa de hechos producidos a partir de 31 de diciembre de 2015. El proceso se espera que pueda quedar finalizado dentro del año 2016 sujeto a la obtención de las autorizaciones y consentimientos propios del proceso. No se espera que la operación de desinversión en el negocio de GLP tenga impactos significativos en el resultado consolidado de Gas Natural Fenosa.

Dado que Gas Natural Fenosa tiene el compromiso de vender dichos activos que están claramente identificados, el proceso está en curso y se espera concluir la transacción en el ejercicio 2016 se considera que su venta es altamente probable y, por tanto, con fecha 31 de diciembre 2015 los saldos contables de estos activos y pasivos se han traspasado al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta", en



aplicación de la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”.

Adicionalmente, se ha considerado que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representan una línea de negocio significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes al negocio de GLP se presentan en el epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos”

El desglose por naturaleza de los activos clasificados como mantenidos para la venta y de los pasivos vinculados, a 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

	2015
Inmovilizado intangible	147
Inmovilizado material	671
Activos financieros no corrientes	9
Activo por impuesto diferido	14
ACTIVO NO CORRIENTE	841
Existencias	49
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	42
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	23
ACTIVO CORRIENTE	114
TOTAL ACTIVO	955
Provisiones no corrientes	12
Pasivos financieros no corrientes	285
Pasivo por impuesto diferido	134
Otros pasivos no corrientes	38
PASIVO NO CORRIENTE	469
Pasivos financieros corrientes	53
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	57
Otros pasivos corrientes	6
PASIVO CORRIENTE	116
TOTAL PASIVO	585

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Resultado consolidado del ejercicio	34	2
Ingresos y gastos reconocidos directamente en el patrimonio neto:	(16)	6
Diferencias de conversión	(16)	6
Por coberturas de flujos de efectivo	-	-
Resultado global total del ejercicio	18	8

⁽¹⁾ Corresponde al periodo desde 1 de diciembre 2014 (fecha de adquisición de CGE) hasta 31 de diciembre de 2014.

Los desgloses por naturaleza del epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y los flujos de efectivo del Estado de flujos de efectivo consolidado, correspondientes al negocio de GLP en Chile, a 31 de diciembre 2015 y 31 de diciembre de 2014, son los siguientes:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Importe neto de la cifra de negocio	547	45
Aprovisionamientos	(329)	(36)
Otros ingresos de explotación	4	5
Gastos de personal	(45)	(4)
Otros gastos de explotación	(66)	(2)
Amortización de inmovilizado	(41)	(3)
RESULTADO DE EXPLOTACION	70	5
Ingresos financieros	4	-
Gastos financieros	(28)	(2)
RESULTADO FINANCIERO	(24)	(2)
Resultado por puestas en participación	1	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	47	3
Impuesto sobre beneficios	(13)	(1)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	34	2
Atribuible:		
Sociedad dominante	11	1
Participaciones no dominantes	23	1

⁽¹⁾ Corresponde al período desde 1 de diciembre 2014 (fecha de adquisición de CGE) hasta 31 de diciembre de 2014.

Los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas incluidas en el Estado de Flujos de Efectivo consolidado son:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	75	8
Flujos de efectivo de actividades de inversión	(35)	(3)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(46)	(1)

⁽¹⁾ Corresponde al período desde 1 de diciembre 2014 (fecha de adquisición de CGE) hasta 31 de diciembre de 2014.

Las transacciones entre las sociedades que integran el negocio de GLP interrumpido con el resto de sociedades del grupo no son significativas (7 millones de euros). En consecuencia, los flujos de efectivo intragrupo con la línea de negocio interrumpida, no son significativos.

Nota 10. Existencias

El desglose de las existencias es el siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Gas natural y gas natural licuado	522	701
Carbón y fuel-oil	130	169
Combustible nuclear	63	64
Materiales y otras existencias	111	143
Total	826	1.077

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

Nota 11. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe es la siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Cientes	5.248	5.682
Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 32)	163	150
Provisión por depreciación de deudores	(890)	(940)
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	4.521	4.892
Administraciones públicas	197	139
Pagos anticipados	83	87
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	5	24
Deudores varios	187	263
Otros deudores	472	513
Activo por impuesto corriente	198	296
Total	5.191	5.701

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 período medio de 18 días.

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

	2015	2014
A 1 de enero	(940)	(844)
Dotación neta del ejercicio (Nota 26)	(258)	(302)
Bajas	254	178
Diferencias de conversión y otros	54	28
A 31 de diciembre	(890)	(940)

Nota 12. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluye:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Tesorería	1.467	2.376
Otros activos líquidos equivalentes (España y Resto de Europa)	751	916
Otros activos líquidos equivalentes (Internacional)	172	280
Total	2.390	3.572

Las inversiones en "Otros activos líquidos equivalentes" vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 0,5% a 31 de diciembre de 2015 (0,8% a 31 de diciembre de 2014).



Nota 13. Patrimonio

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

Capital social y Prima de emisión

Las variaciones durante los ejercicios 2015 y 2014 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 2013	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones	-	-	-	-
A 31 de diciembre de 2014	1.000.689.341	1.001	3.808	4.809
Variaciones	-	-	-	-
A 31 de diciembre de 2015	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 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 2015 se adquirieron 2.899.180 acciones propias por importe de 58 millones de euros y se enajenaron totalmente por importe de 60 millones de euros. Durante el ejercicio 2014 se adquirieron 1.128.504 acciones propias por importe de 23 millones de euros de las que 174.998 acciones por importe de 3 millones de euros se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2014 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (Nota 3.4.15.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 20 millones de euros. Al cierre del ejercicio 2015 y al cierre del ejercicio 2014, 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 2015, 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"	34,4
- 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 2015 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 18,82 euros (20,81 euros a 31 de diciembre de 2014).



Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

	2015	2014
Reserva legal	200	200
Reserva estatutaria	100	100
Reserva de revalorización RD 7/96	225	225
Reserva de fondo de comercio	946	893
Reserva voluntaria	6.579	6.458
Otras reservas	1.027	590
	9.077	8.466

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 31.12.15	A 31.12.14
Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante ⁽¹⁾	1.571	1.462
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.001.689.341	1.001.689.341
Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	1,56	1,46
- Diluidas	1,56	1,46
Ganancias por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	0,01	-
- Diluidas	0,01	-

(1) Conforme a NIC 33 el Beneficio atribuible a accionistas de la sociedad dominante a 31 de diciembre de 2015 se ha ajustado por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal, (ver apartado "Participaciones no dominantes de esta Nota).

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 2015 y 2014:

	31.12.15			31.12.14		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	91%	0,908	909	90%	0,897	897
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	91%	0,908	909	90%	0,897	897
a) Dividendos con cargo a resultados	91%	0,908	909	90%	0,897	897
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

Adicionalmente, el importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2015 asciende a 161 millones de euros (228 millones de euros en 2014). Ver el apartado "Participaciones no dominantes" de esta Nota.

Ejercicio 2015

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 0,397 euros por acción, por un importe total de 397 millones de euros acordado el 28 de noviembre de 2014 y pagado el día 8 de enero de 2015.

Asimismo, la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2014 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015 incluyó el pago de un dividendo complementario de 0,511 por acción, por un importe total de 512 millones de euros, pagado el 1 de julio de 2015.

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. acordó, en su reunión del 30 de octubre de 2015, distribuir un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del

ejercicio 2015 de 0,408 euros por acción, por un importe total de 408 millones de euros, a pagar a partir del día 8 de enero de 2016.

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 30 de octubre de 2015 es el siguiente:

Resultado después de impuestos		665
Reservas a dotar		(41)
Cantidad máxima distribuible		624
Previsión de pago del dividendo a cuenta		408
Liquidez de tesorería	1.552	
Emisión de deuda y líneas de crédito no dispuestas	6.839	
Liquidez total		8.391

Con fecha 29 de enero de 2016, 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 2015, que es la siguiente:

Base de reparto		
Pérdidas y ganancias		1.103
Distribución		
A Reserva voluntaria		170
A Dividendo		933

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 0,525 euros por acción, por un importe total de 525 millones de euros a pagar el 1 de julio de 2016.

En la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2015, no se procede a la dotación de la reserva por fondo de comercio establecida en el artículo 273 de la Ley de Sociedades de Capital, por estar dotada en su totalidad.

Ejercicio 2014

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2013 de 0,393 euros por acción, por un importe total de 393 millones de euros acordado el 29 de noviembre de 2013 y pagado el día 8 de enero de 2014.

Asimismo, la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2013 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014 incluyó el pago de un dividendo complementario de 0,504 por acción, por un importe total de 504 millones de euros, pagado el 1 de julio de 2014.

Ajustes por cambio de valor

En el epígrafe de "Diferencias de conversión" se incluyen las diferencias de cambio descritas en la Nota 3.4.2 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.

Participaciones no dominantes

	Participaciones no dominantes
Saldo a 1.1.14	1.523
Resultado global total del ejercicio	223
Distribución de dividendos	(234)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	1.385
Emisión obligaciones perpetuas subordinadas	993
Otras variaciones	(11)
Saldo a 31.12.14	3.879
Resultado global total del ejercicio	295
Distribución de dividendos	(188)
Emisión obligaciones perpetuas subordinadas	493
Recompra de acciones preferentes	(640)
Ampliación de capital de Global Power Generation	496
Pagos por remuneraciones otros instrumentos de patrimonio	(41)
Otras variaciones	(143)
Saldo a 31.12.15	4.151

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2015 corresponden a:

- Emisión obligaciones perpetuas subordinadas.

El 21 de abril de 2015 Gas Natural Fenosa Finance, B.V. cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas con garantía de Gas Natural SDG, S.A. por un importe de 500 millones de euros. El tipo de emisión se ha fijado en el 98,65% de su valor nominal lo que supone una emisión neta de 493 millones de euros. Las obligaciones devengan un interés definido como un tipo de interés de referencia más un margen. El tipo de interés de referencia será el tipo swap a 9 años (equivalente en el momento inicial al 0,421%) revisable cada 9 años. El margen inicial es el 3,079% y se mantiene los 10 primeros años, el 3,329% entre 2025 y 2044 y el 4,079% posteriormente. En consecuencia, el tipo de interés inicial es el 3,375%.

Los intereses devengados por estas obligaciones no serán exigibles, sino que serán acumulativos, si bien Gas Natural Fenosa deberá hacer frente a su pago en caso de que reparta dividendos o decida ejercer la opción de cancelación anticipada.

Aunque estas obligaciones no tienen establecido vencimiento contractual alguno, Gas Natural Fenosa Finance, B.V. tiene la opción de amortizarlas anticipadamente en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones, el 24 de abril de 2024 y, posteriormente, en cada fecha de pago del interés.

Gas Natural Fenosa, tras analizar las condiciones de esta emisión, de acuerdo con la NIC 32, ha procedido a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe "Participaciones no dominantes" incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2015, por considerar que la emisión no cumple las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Gas Natural Fenosa Finance, B.V. no mantiene el

compromiso contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, estando las circunstancias que le obligan a ello enteramente a discreción de Gas Natural Fenosa Finance, B.V.

- **Recompra de acciones preferentes.**

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 "Participaciones no dominantes". Las principales características son:

- a) 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%.
- b) Pago de dividendo: se pagará por trimestres naturales vencidos, condicionado a la existencia de beneficio distribuible de Gas Natural Fenosa, considerando como tal el menor entre el beneficio neto declarado de Gas Natural Fenosa y el beneficio neto de Gas Natural SDG, S.A. como garante.
- c) 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.
- d) Retribución: el pago del dividendo será preferente y no acumulativo y está condicionado a la obtención de beneficio distribuible de Gas Natural SDG, S.A. y al pago de dividendo a sus accionistas ordinarios. El emisor tendrá la opción pero no la obligación de abonar a los titulares de las participaciones una remuneración en especie mediante el incremento del valor nominal de las participaciones preferentes.
- e) Derechos políticos: no tienen.

En mayo de 2015, Gas Natural Fenosa ofreció la recompra en efectivo de las acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes S.A.U. en 2005, por el 85% de su valor nominal. Una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto del cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 640 millones de euros, un 85,3% de la emisión, lo que supuso un importe efectivo de 544 millones de euros, quedando en circulación el resto.

El exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra ha ascendido a 69 millones de euros, neto de su efecto fiscal, y se ha registrado como una transacción patrimonial, suponiendo un incremento del epígrafe de "Reservas" en el apartado de "Otras variaciones" del Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

- **Ampliación de capital de Global Power Generation**

Gas Natural Fenosa y Kuwait Investment Authority (KIA) suscribieron en marzo de 2015 un acuerdo mediante el cual KIA se comprometía a realizar una ampliación de capital de 550 millones de dólares (493 millones de euros) para convertirse en socio del 25% Global Power Generation S.A. (GPG), sociedad matriz del subgrupo que integra los activos de generación internacional de Gas

Natural Fenosa. El cierre de esta operación, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, tuvo lugar en octubre de 2015. Conforme a los términos y condiciones del acuerdo alcanzado, Gas Natural Fenosa mantiene el control de GPG por lo que contablemente se trata de una transacción de patrimonial, suponiendo un incremento del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 496 millones de euros, correspondiente al valor contable de la participación transmitida, y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 3 millones de euros.

- Otras variaciones.

En el ejercicio 2015, Gas Natural Fenosa Chile, SpA ha adquirido una participación adicional del 0,65% de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por importe de 18 millones de euros, alcanzando un porcentaje de participación de control del 97,37%. Al tratarse de una adquisición de participaciones no dominantes se ha registrado como una transacción patrimonial, suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 16 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 2 millones de euros.

En junio de 2015 Gasco, S.A. (filial de Gas Natural Fenosa) ha adquirido una participación adicional del 12,75% de Gasmar, S.A. (filial de Gas Natural Fenosa) por 34 millones de euros alcanzando un porcentaje de participación de control del 63,8%. Al tratarse de una adquisición de participaciones no dominantes se ha registrado como una transacción patrimonial, suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 32 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 2 millones de euros.

El pasado mes de octubre Gas Natural Fenosa Chile, SpA ha adquirido una participación adicional del 8,33% de Metrogas, S.A. (filial de Gas Natural Fenosa) por 116 millones de euros alcanzando un porcentaje de participación de control del 60,17%. Al tratarse de una adquisición de participaciones no dominantes se ha registrado como una transacción patrimonial, suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 110 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 6 millones de euros.

También se incluye la adquisición de otras participaciones adicionales de diversas filiales por importe de 4 millones de euros.

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2014 correspondieron a:

- La combinación de negocios de CGE (Nota 30).
- Obligaciones perpetuas subordinadas.

El 18 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa Finance, B.V. cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas con garantía de Gas Natural SDG, S.A. por un importe de 1.000 millones de euros. El tipo de emisión se fijó en el 99,49% de su valor nominal lo que supuso una emisión neta de 993 millones de euros. Las obligaciones devengan un interés definido como un tipo de interés de referencia más un margen. El tipo de interés de referencia será el tipo swap a 8 años (equivalente en el momento inicial al 0,77%) revisable cada 8 años. El margen inicial fue el 3,35% y se mantiene los 10 primeros años, el 3,60% entre 2024 y 2042 y el 4,35% posteriormente. En consecuencia, el tipo de interés inicial fue el 4,12%.

Los intereses devengados por estas obligaciones no serán exigibles, sino que serán acumulativos, si bien Gas Natural Fenosa deberá hacer frente a su pago en caso de que reparta dividendos o decida ejercer la opción de cancelación anticipada.

Aunque estas obligaciones no tienen establecido vencimiento contractual alguno, Gas Natural Fenosa Finance, B.V. tiene la opción de amortizarlas anticipadamente en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones, el 18 de noviembre de 2022 y, posteriormente, en cada fecha de pago del interés.

Gas Natural Fenosa, tras analizar las condiciones de esta emisión, de acuerdo con la NIC 32, procedió a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe "Participaciones no dominantes" incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2015, por considerar que la emisión no cumplía las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Gas Natural Fenosa Finance, B.V. no mantiene el compromiso contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, estando las circunstancias que le obligan a ello enteramente a discreción de Gas Natural Fenosa Finance, BV.

Los intereses devengados desde la emisión de las obligaciones, por importe de 5 millones de euros, se registraron en el epígrafe "Participaciones no dominantes" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014.

- Otras variaciones.

En junio de 2014 se hizo efectiva la venta de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 27). Gas Natural Fenosa tenía participaciones minoritarias a través de dicha sociedad, lo que supuso la baja de las participaciones no dominantes asociadas por valor de 3 millones de euros.

En julio de 2014 Gas Natural Fenosa adquirió el 20% de Iberafrica Power, Ltd a la sociedad Kenya Power and Lighting Company, Ltd por 3 millones de euros alcanzando un porcentaje de control del 89,59% de la participación. Al tratarse de una participación no dominante se registró como una transacción patrimonial suponiendo una disminución del epígrafe "Participaciones no dominantes" por importe de 4 millones de euros.

Los detalles correspondientes a las participaciones no dominantes más significativas son los siguientes:

Sociedad	2015			2014		
	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos y otras remuneraciones	Patrimonio neto atribuido	Resultado consolidado del ejercicio	Dividendos y otras remuneraciones
Metrogas, S.A.	860	44	25	996	1	-
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	150	38	20	167	47	84
Global Power Generation, S.A. ⁽¹⁾	140	-	-	-	-	-
Gasco GLP, S.A.	98	11	22	102	-	-
Fuerza y Energía de Tuxpan ⁽¹⁾	106	2	-	-	-	-
Electrificadora del Caribe, S.A. ESP	89	7	-	73	4	-
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	85	13	22	94	20	-
Ecoeléctrica L.P. ⁽¹⁾	77	1	-	-	-	-
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	75	(6)	-	81	1	1
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	62	55	52	50	43	39
Gasmar, S.A.	57	14	13	67	-	-
Gas Natural Mexico, S.A. de CV	55	8	-	51	5	-
Gas Natural, S.A. ESP	45	31	4	22	34	64
Ceg Río, S.A.	35	10	7	39	14	28
Otras sociedades	582	38	20	389	15	11
Subtotal	2.516	266	185	2.131	184	227
Acciones preferentes	110	3	3	750	7	7
Obligaciones perpetuas subordinadas	1.502	53	41	998	5	-
Otros instrumentos de patrimonio	1.612	56	44	1.748	12	7
Total	4.128	322	229	3.879	196	234

(1) Se incorporan en 2015 por el efecto de la ampliación de capital de GPG desembolsada por KIA que se explica en esta nota.

El importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2015 asciende a 161 millones de euros (228 millones de euros en 2014).

La información financiera correspondiente a las participaciones no dominantes más significativas es la siguiente (importes al 100%):

Sociedad	31 de diciembre 2015			31 de diciembre 2014		
	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente	Activos totales	Pasivo no corriente	Pasivo corriente
Metrogas, S.A.	2.190	(764)	(63)	2.331	(787)	(75)
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	703	(172)	(188)	878	(261)	(229)
Global Power Generation, S.A.	583	(1)	(2)	13	(587)	(2)
Gasco GLP, S.A.	409	(125)	(66)	415	(116)	(72)
Fuerza y Energía de Tuxpan	1.070	(161)	(16)	953	(138)	(21)
Electrificadora del Caribe, S.A. ESP	1.538	(480)	(454)	1.797	(636)	(541)
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	731	(152)	(258)	755	(196)	(244)
Ecoeléctrica L.P.	389	(54)	(26)	397	(72)	(39)
Kangra Coal (Proprietary), Ltd	433	(114)	(6)	452	(107)	(10)
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	276	(1)	(4)	268	(31)	(12)
Gasmar, S.A.	163	(46)	(30)	159	(41)	(23)
Gas Natural Mexico, S.A. de CV	721	(241)	(55)	755	(153)	(206)
Gas Natural, S.A. ESP	379	(92)	(99)	349	(107)	(106)
Ceg Río, S.A.	253	(51)	(110)	317	(57)	(155)

En el Anexo I se incluye el detalle de sociedades participadas por Gas Natural Fenosa indicando su actividad y porcentaje de participación de control y patrimonial.

En el análisis realizado para determinar que Gas Natural Fenosa ejerce el control sobre las entidades consolidadas no han surgido supuestos que hayan requerido de un juicio complejo para su determinación, dado que Gas Natural Fenosa tiene derecho a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada y tiene capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder en la participada, habiéndose basado en la representación de Gas Natural Fenosa en el Consejo de Administración de la filial y la participación en las decisiones significativas. Por otro lado, en términos generales, no existen restricciones significativas, tales como derechos protectivos, sobre la capacidad de Gas Natural Fenosa para acceder a los activos o utilizarlos, así como para liquidar sus pasivos.

Nota 14. Ingresos diferidos

El detalle y los movimientos producidos en este epígrafe durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

	Subvenciones Oficiales	Ingresos por acometidas	Ingresos por desplazamiento de red con cargo a terceros	Otros	Total
A 1.01.14	169	532	103	115	919
Importe recibido	13	46	7	1	67
Aplicaciones a resultados	(16)	(17)	(11)	(1)	(45)
Desinversiones ⁽¹⁾	-	-	-	(114)	(114)
Diferencias de conversión	3	-	-	2	5
Traspasos y otros	(13)	6	-	7	-
A 31.12.14	156	567	99	10	832
Importe recibido	16	50	3	-	69
Aplicaciones a resultados	(19)	(29)	(15)	(1)	(64)
Diferencias de conversión	3	-	(1)	(2)	-
Traspasos y otros	12	-	4	-	16
A 31.12.15	168	588	90	7	853

(1) Incluye principalmente la desinversión por la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. (Nota 3.4.1 y 27).

Nota 15. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Provisiones por obligaciones con el personal	659	740
Otras provisiones	829	820
Provisiones no corrientes	1.488	1.560
Provisiones corrientes	193	128
Total	1.681	1.688

Provisiones por obligaciones con el personal

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

	2015			2014		
	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	731	9	740	688	7	695
Dotaciones con cargo a resultados	42	9	51	41	9	50
Pagos en el ejercicio	(60)	-	(60)	(56)	-	(56)
Diferencias de conversión	(43)	-	(43)	(22)	-	(22)
Variaciones reconocidas directamente en patrimonio	(7)	-	(7)	10	-	10
Combinación de negocios (Nota 30)	-	-	-	72	-	72
Trasposos y otras aplicaciones	(13)	(9)	(22)	(2)	(7)	(9)
A 31 de Diciembre	650	9	659	731	9	740

Pensiones y otras obligaciones similares

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

Desglose por país	A 31.12.15	A 31.12.14	A 1.1.14
España (1)	362	374	364
Colombia (2)	196	238	269
Brasil (3)	25	36	42
Chile (4)	48	67	-
Resto	19	16	13
Total	650	731	688

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 2015 y 31 de diciembre de 2014, 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 2015 y 2014 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 2015 y a 31 de diciembre de 2014, 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.

4) *Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en Chile*

A 31 de diciembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014, como consecuencia de la adquisición del grupo CGE (Nota 30), Gas Natural Fenosa tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en Chile:

- Indemnización por cese de la relación laboral para determinados empleados con motivo de su jubilación, cese, o fallecimiento, calculado en función de la antigüedad del trabajador en la empresa
- Complementos de pensión para los empleados contratados con anterioridad a 1992 de algunas de las empresas de distribución de electricidad
- Premios de antigüedad que se satisfacen en el momento de cumplir 5, 10, 15, 20, 25 y 30 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:

	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Valor actual de las obligaciones								
A 1 de Enero	1.240	238	138	67	1.174	269	140	-
Coste del servicio del ejercicio	6	-	-	4	5	-	-	-
Coste de intereses	24	17	13	2	36	19	15	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	(19)	2	(11)	(1)	105	(2)	(10)	-
Beneficios pagados	(78)	(25)	(11)	(11)	(80)	(26)	(10)	(3)
Diferencias de conversión	-	(36)	(33)	(1)	-	(22)	-	-
Combinación de negocios (Nota 30)	-	-	-	-	-	-	-	72
Trasposos y otros	-	-	-	(12)	-	-	3	(2)
A 31 de Diciembre	1.173	196	96	48	1.240	238	138	67
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	866	-	102	-	810	-	98	-
Rendimiento esperado	16	-	10	-	24	-	12	-
Aportaciones	1	-	6	-	2	-	6	-
Variaciones reconocidas en patrimonio	(11)	-	(11)	-	91	-	(7)	-
Prestaciones pagadas	(61)	-	(11)	-	(61)	-	(10)	-
Diferencias de conversión	-	-	(25)	-	-	-	-	-
Trasposos y otros	-	-	-	-	-	-	3	-
A 31 de Diciembre	811	-	71	-	866	-	102	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	362	196	25	48	374	238	36	67

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

	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Coste de servicio del ejercicio	6	-	-	4	5	-	-	-
Coste por servicios pasados	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste de intereses	24	17	13	2	36	19	15	-
Rendimiento esperado de los activos del plan	(16)	-	(10)	-	(24)	-	(12)	-
Cargo total en Cuenta de pérdidas y ganancias	14	17	3	6	17	19	3	-

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

	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
De 1 a 5 años	8	-	-	13	13	-	-	20
De 5 a 10 años	31	196	25	12	28	238	-	16
Más de 10 años	323	-	-	23	333	-	36	31
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	362	196	25	48	374	238	36	67

La duración media ponderada de las obligaciones por prestaciones definidas es la siguiente:

Años	España	Colombia	Brasil	Chile
Duración media ponderada compromisos por pensiones	11,49	7,41	8,90	10,50

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

	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
A 1 de Enero	374	238	36	67	364	269	42	-
Dotación a pérdidas y ganancias	14	17	3	6	17	19	3	-
Contribuciones pagadas	(18)	(25)	(6)	(11)	(21)	(26)	(6)	(3)
Variaciones reconocidas en patrimonio	(8)	2	-	(1)	14	(2)	(3)	-
Trasposos	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Diferencias de conversión	-	(36)	(8)	(1)	-	(22)	-	1
Combinación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	71
Operaciones interrumpidas	-	-	-	(12)	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	362	196	25	48	374	238	36	67

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 188 millones de euros para el ejercicio 2015 (España: 49 millones de euros en negativo, Colombia: 100 millones de euros en negativo, Brasil: 33 millones de euros en negativo, Chile: 5 millones de euros en negativo y Otros: 1 millones en negativo). En 2014 el importe acumulado era negativo en 195 millones de euros para el ejercicio 2014 (España: 57 millones de euros en negativo, Colombia: 98 millones de euros en negativo, Brasil: 33 millones de euros en negativo, Chile: 6 millones en negativo y Otros: 1 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:

	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Hipótesis financieras	6	(7)	(6)	-	33	1	(4)	-
Hipótesis demográficas	-	-	-	-	-	-	-	-
Experiencia	(13)	9	4	(1)	(20)	(3)	(3)	-
Limitación de activos	(1)	-	2	-	1	-	4	-
A 31 de Diciembre	(8)	2	-	(1)	14	(2)	(3)	-

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

% sobre total	2015				2014			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Títulos	-	-	13%	-	-	-	14%	-
Bonos	100%	-	77%	-	100%	-	77%	-
Inmuebles y otros activos	-	-	10%	-	-	-	9%	-

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2015, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 26 millones de euros (36 millones de euros en 2014).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

	A 31.12.15				A 31.12.14			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Tipo de descuento (1)	0,2 a 2,6%	8,7%	13,3%	1,7%	0,4 a 2,5%	8,0%	11,7%	1,7%
Rendimiento esperado activos plan (1)	0,2 a 2,6%	-	13,3%	-	0,4 a 2,5%	-	11,7%	-
Incrementos futuros en salario (1)	2,0%	4,5%	7,7%	1,9%	2,0%	4,0%	7,7%	1,9%
Incrementos futuros en pensión (1)	2,0%	3,5%	5,5%	NA	2,0%	3,0%	5,5%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,0%	3,5%	5,5%	NA	2,0%	3,0%	5,5%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-2000	RV- 2009	PERMF 2000	RV08	AT-83	RV-2009
Esperanza de vida:								
Hombre								
Jubilado en el ejercicio actual	22,5	18,45	20,45	19,58	22,4	18,5	18,1	19,6
Jubilado dentro de 20 años	42,5	38,69	37,94	20,47	42,4	36,7	35,1	20,5
Mujer								
Jubilado en ejercicio actual	27,0	22,18	23,02	29,07	26,9	22,2	21,5	29,1
Jubilado dentro de 20 años	48,4	40,39	41,44	29,75	48,4	40,4	39,7	29,8

(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 2016, en millones de euros son:

	Prestaciones				Contribuciones			
	España	Colombia	Brasil	Chile	España	Colombia	Brasil	Chile
Post-empleo	64	-	7	-	15	18	1	3
Post-empleo medicas	-	-	-	-	3	3	2	-
Largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	64	-	7	-	18	21	3	3

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	111	(143)	14
Valor razonable activos del plan	-	(77)	-
Provisión para pensiones	111	(66)	14
Coste de servicio del ejercicio	2	(2)	-
Coste de intereses	6	10	3
Rendimiento esperado de los activos del plan	-	(6)	-

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.

A 31 de diciembre de 2015 se incluye una provisión correspondiente a los programas de retribución 2013-2015, 2014-2016 y 2015-2018 por importe de de 18 millones de euros (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), de los cuales 9 millones de

euros se encuentran clasificados como no corrientes en 2015 (9 millones de euros en 2014).

Otras provisiones corrientes y no corrientes

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

	Provisiones no corrientes			Provisiones corrientes	Total
	Por costes de cierre de instalaciones	Otras provisiones	Total		
A 1.01.14	373	399	772	134	906
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	12	7	19	-	19
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	29	29	41	70
– Reversiones	-	(14)	(14)	-	(14)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	19	-	19	-	19
Pagos	(2)	(17)	(19)	(52)	(71)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	17	17	-	17
Diferencias de conversión	1	-	1	5	6
Trasposos y otros	-	(4)	(4)	-	(4)
A 31.12.14	403	417	820	128	948
Dotaciones / reversiones con cargo a resultados:					
– Dotaciones por actualización financiera	10	4	14	-	14
– Dotaciones con cargo a otros resultados	-	34	34	103	137
– Reversiones	-	(22)	(22)	-	(22)
Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado	18	-	18	-	18
Pagos	(2)	(37)	(39)	(43)	(82)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	2	5	7	-	7
Diferencias de conversión	(3)	(8)	(11)	5	(6)
Trasposos y otros	-	8	8	-	8
A 31.12.15	428	401	829	193	1.022

En el epígrafe de “Provisiones por costes de cierre de instalaciones” se incluyen las provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento, restauración y otros costes relacionados con las instalaciones, básicamente de generación eléctrica.

En el epígrafe de “Otras provisiones” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales (Nota 21), litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 34 “Compromisos y pasivos contingentes” se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

En el epígrafe de “Provisiones corrientes” se incluye, principalmente, la estimación de emisiones de CO₂ del ejercicio por importe de 103 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (41 millones de euros en 2014) (Nota 26).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 331 millones de euros entre uno y cinco años, 102 millones de euros entre cinco y diez años y 396 millones de euros a más de diez años.

Nota 16. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	10.632	11.478
Deuda financiera con entidades de crédito	4.802	6.125
Instrumentos financieros derivados	165	57
Otros pasivos financieros	54	80
Deuda financiera no corriente	15.653	17.740
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	1.691	1.772
Deuda financiera con entidades de crédito	741	800
Instrumentos financieros derivados	14	37
Otros pasivos financieros	149	195
Deuda financiera corriente	2.595	2.804
Total	18.248	20.544

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014, es la siguiente:

Pasivos financieros	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	179	-	179	-	94	-	94
Total	-	179	-	179	-	94	-	94

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 31.12.15	A 31.12.14	A 31.12.15	A 31.12.14
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	10.632	11.478	11.961	13.195
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	4.856	6.205	4.882	6.226

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 2015 y a 31 de diciembre de 2014 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:

	2015	2014
A 1 de Enero	20.544	18.442
Combinaciones de negocio (Nota 30)	165	2.116
Aumento de deuda financiera	5.943	5.672
Disminución de deuda financiera	(8.043)	(5.777)
Diferencias de conversión	(285)	85
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(338)	-
Trasposos y otros	262	6
A 31 de Diciembre	18.248	20.544

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2015:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	1.296	1.405	1.567	1.235	1.660	4.588	11.751
Variable	390	29	26	58	-	69	572
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	167	234	190	177	177	255	1.200
Variable	53	68	79	53	50	88	391
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	172	168	78	491	30	10	949
Variable	517	582	581	774	579	352	3.385
Total fija	1.635	1.807	1.835	1.903	1.867	4.853	13.900
Total variable	960	679	686	885	629	509	4.348
Total	2.595	2.486	2.521	2.788	2.496	5.362	18.248

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014:							
Emisión de obligaciones y otros valores negociables							
Fija	1.091	1.031	1.436	1.567	1.238	6.103	12.466
Variable	681	-	34	-	69	-	784
Bancos institucionales y otras entidades financieras							
Fija	139	231	228	189	179	432	1.398
Variable	57	55	69	90	50	137	458
Bancos comerciales y otros pasivos financieros							
Fija	351	155	374	503	263	2	1.648
Variable	485	872	786	564	669	414	3.790
Total fija	1.581	1.417	2.038	2.259	1.680	6.537	15.512
Total variable	1.223	927	889	654	788	551	5.032
Total	2.804	2.344	2.927	2.913	2.468	7.088	20.544

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la deuda financiera a tipo fijo ascendería a 11.104 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (12.813 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y a tipo variable a 6.965 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 (7.637 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas, a 31 de diciembre de 2015 y a 31 de diciembre de 2014 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2015:							
Deuda denominada en euros	1.940	1.879	1.800	2.123	2.218	4.593	14.553
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	229	86	20	486	1	6	828
Peso chileno	161	183	412	16	256	696	1.724
Peso mejicano	4	-	157	66	-	67	294
Real brasileño	104	107	84	-	-	-	295
Peso colombiano	143	225	47	97	21	-	533
Peso argentino	10	6	1	-	-	-	17
Resto	4	-	-	-	-	-	4
Total	2.595	2.486	2.521	2.788	2.496	5.362	18.248

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014:							
Deuda denominada en euros	1.908	1.589	1.730	2.571	2.153	5.925	15.876
Deuda denominada en moneda extranjera:							
Dólar estadounidense	246	78	342	21	179	9	875
Peso chileno	274	445	395	159	55	1.152	2.480
Peso mejicano	144	-	57	81	-	-	282
Real brasileño	49	105	128	16	-	-	298
Peso colombiano	174	123	274	65	81	2	719
Peso argentino	9	4	1	-	-	-	14
Resto	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.804	2.344	2.927	2.913	2.468	7.088	20.544

La deuda financiera en euros ha soportado en el ejercicio 2015 un tipo de interés efectivo medio del 3,81% (4,01% en el ejercicio 2014) y la deuda financiera en moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio en el ejercicio 2015 del 7,91% (6,31% en el ejercicio 2014), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa tiene líneas de crédito por una cantidad total 8.003 millones de euros (8.014 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), de las cuales 7.558 millones de euros no están dispuestas (7.379 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Existen deudas financieras con entidades de crédito por importe de 1.505 millones de euros (2.241 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) que 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 2015 asciende a 19 millones de euros (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Emisión de obligaciones y otros valores negociables

En el ejercicio 2015 y en el ejercicio 2014 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido el siguiente:

	A 1.1.2015	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2015
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	11.246	2.859	(3.263)	-	15	10.857
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	2.004	194	(583)	-	(149)	1.466
Total	13.250	3.053	(3.846)	-	(134)	12.323

	A 1.1.2014	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Ajustes por tipo de cambio y otros	A 31.12.2014
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	12.156	2.822	(3.714)	-	(18)	11.246
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	735	41	(41)	1.260	9	2.004
Total	12.891	2.863	(3.755)	1.260	(9)	13.250

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 2015 se siguieron efectuando emisiones bajo dicho programa, realizando emisiones por un importe total de 2.359 millones de euros (2.122 millones de euros durante el ejercicio 2014). A 31 de diciembre de 2015 la cantidad dispuesta de dicho programa era de 300 millones de euros (554 millones de euros a diciembre 2014), siendo el disponible 700 millones de euros (446 millones de euros a diciembre 2014).

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 (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2014). A 31 de diciembre de 2015 estaba dispuesto un principal total de 10.605 millones de euros (10.755 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), siendo el importe pendiente de utilización 3.395 millones de euros. El detalle del saldo nominal emitido es el siguiente:



Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Julio 2009	500	2019	6,375
Noviembre 2009	1.000	2016	4,375
Noviembre 2009	750	2021	5,125
Enero 2010	850	2020	4,500
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	3,974
Octubre 2013	500	2021	3,500
Marzo 2014	500	2024	2,875
Mayo 2014	200	2023	2,625
Enero 2015	500	2025	1,375
Total	10.605		

(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, L.L.C., 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 (46 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2015 era de 46 millones de euros con vencimiento en 2016, emitidos durante el ejercicio 2015 (41 millones de euros a diciembre de 2014).

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 (530 millones de euros) con la garantía de Gas Natural SDG, S.A.. 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 (212 millones de euros) y el 14 de julio de 2015 se ha cerrado una emisión de deuda a plazos de tres y diez años, por un importe agregado de 2.800 millones de pesos mexicanos (148 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2015 es de 225 millones de euros (222 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) correspondiente a los tramos de tres, siete y diez años descritos anteriormente (1.460 millones de pesos mexicanos). El saldo disponible a 31 de diciembre de 2015 bajo dicho programa es de 5.740 millones de pesos mexicanos (305 millones de euros).

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 (146 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 (30 millones de euros) y 200.000 millones de pesos colombianos (58 millones de euros) con vencimiento 5 y 7 años respectivamente. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2015 bajo este programa es de 200.000 millones de pesos colombianos (58 millones de euros).

Tras la adquisición del grupo CGE se incorporó deuda en mercado de capitales emitida bajo un programa de emisión en Chile. A 31 de diciembre de 2015, el saldo dispuesto es de 562.183 millones de pesos chilenos (730 millones de euros) quedando disponible 1.025.947 millones de pesos chilenos (1.332 millones de euros).

Deuda financiera con entidades de crédito

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

A 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 1.662 millones de euros (2.550 millones de euros a 31 de diciembre de 2014) y líneas de crédito dispuestas por 237 millones de euros (217 millones de euros a 31 de diciembre 2014). Con fecha 16 de febrero de 2015 se amortizó anticipadamente un tramo del préstamo Club Deal firmado en 2013 por importe de 750 millones de euros y se refinanció un tramo de línea de crédito de dicho préstamo por importe de 1.500 millones de euros a otra línea de crédito nueva de 1.750 millones de euros (no dispuesta a 31 de diciembre de 2015). Además, se mantienen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 192 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (249 millones de euros a 31 de diciembre 2014).

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 1.358 millones de euros (1.538 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Adicionalmente, en octubre de 2015, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha aprobado un préstamo por importe de hasta 900 millones de euros, del cual un primer tramo, por importe de 600 millones de euros, se ha formalizado en diciembre y se encuentra no dispuesto. Este préstamo tiene como destino la financiación parcial de las inversiones de distribución de gas en España para los ejercicios 2015-2018.

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

A 31 de diciembre de 2015, la deuda en Latinoamérica ascendió a 2.069 millones de euros (2.444 millones de euros a 31 de diciembre 2014) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente:

País	2015	2014
Chile	1.002	1.223
Colombia	445	559
Brasil	295	298
Panamá	222	268
México	80	71
Otros	25	25
	2.069	2.444

Del total de la deuda con entidades de crédito de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2015 el 99% de la deuda corresponde a financiación con bancos comerciales y el restante 1% a deuda con bancos institucionales.

Deudas con entidades de crédito en otros países (bancos comerciales / institucionales)

A 31 de diciembre de 2015, la deuda con entidades de crédito de otros países asciende a 25 millones de euros (21 millones de euros a 31 de diciembre 2014) y pertenecen básicamente a las áreas geográficas de Moldavia y Kenia.

Otros pasivos financieros

En el epígrafe "Otros pasivos financieros" se incluye a 31 de diciembre de 2015 básicamente el contrato de arrendamiento financiero con entidades de crédito correspondiente a las islas de potencia de la central de ciclo combinado de Sagunto, con una vigencia de 10 años, firmado en el ejercicio 2007. A 31 de diciembre de 2014 también se incluía el contrato de arrendamiento financiero con entidades de crédito correspondiente a las islas de potencia de la central de ciclo combinado de Palos de la Frontera firmado en el ejercicio 2005 y con una vigencia de 10 años (Nota 6).

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

	A 31.12.15			A 31.12.14		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	37	(3)	34	82	(5)	77
Entre 1 y 5 años	51	(2)	49	88	(8)	80
Total	88	(5)	83	170	(13)	157

Nota 17. Gestión del riesgo e Instrumentos financieros derivados

La gestión del riesgo

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

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

Riesgo de tipo de interés

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

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

Gas Natural Fenosa utiliza permutas financieras para gestionar su exposición a fluctuaciones en los tipos de interés cambiando deuda a interés variable por deuda a tipo fijo.

La estructura de deuda a 31 de diciembre de 2015 y 2014 (Nota 16), una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Tipo de interés fijo	13.900	15.512
Tipo de interés variable	4.348	5.032
Total	18.248	20.544

La tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones del Euribor, el Libor y los tipos referenciados de México, Brasil, Colombia, Argentina y Chile.

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
2015	+50	(22)	27
	-50	22	(27)
2014	+50	(25)	43
	-50	25	(43)

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 gas y otras 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:

		Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2015	+5%	-	24
	-5%	-	(23)
2014	+5%	-	22
	-5%	-	(19)

Asimismo, los activos netos de sociedades extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro están sujetos al riesgo de fluctuación del tipo de cambio en la conversión de los estados financieros de dichas sociedades en el proceso de consolidación. La exposición a países con riesgo en los que existe más de un tipo de cambio no es significativa. El patrimonio neto a 31 de diciembre de 2015 de Gas Natural Fenosa en la moneda peso argentino asciende a 39 millones de euros lo que representa para una sensibilidad del 5% un efecto en el patrimonio antes de impuestos de 2 millones de euros.

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 centrales 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
2015	+10%	-	67
	-10%	-	(67)
2014	+10%	-	18
	-10%	-	(18)

	Incremento/descenso en el precio de venta electricidad	Efecto en el resultado antes de impuestos	Efecto en el patrimonio antes de impuestos
2015	+10%	1	1
	-10%	(1)	(1)
2014	+10%	(17)	16
	-10%	17	(16)

Asimismo, y por lo que respecta a la exposición a precios bajos de materias primas, Gas Natural Fenosa no mantiene inversiones relevantes en negocios de *upstream* o producción de materias primas, por lo que la variación de los precios de las materias primas no tiene un impacto significativo sobre la valoración de los activos.

La sensibilidad de los distintos segmentos a los precios del petróleo, gas, carbón y electricidad es la siguiente:

- Distribución de gas y electricidad. Es una actividad regulada cuyos ingresos y márgenes están vinculados a los servicios prestados gestionando infraestructuras

de distribución, con independencia de los precios de las *commodities* distribuidas. En todo caso, un descenso del precio del gas podría incrementar su consumo, impactando favorablemente en dicha retribución, contribuyendo así a la estabilidad de los resultados de Gas Natural Fenosa.

- Gas y electricidad. Los márgenes de las actividades de comercialización de gas y electricidad están directamente afectados por los precios de las materias primas. En este sentido, Gas Natural Fenosa cuenta con una política de riesgos que determina, entre otras, el rango de tolerancia de la compañía, definido mediante los límites de riesgo en vigor. Entre las medidas empleadas para mantener el riesgo dentro de los límites establecidos, destaca una política de gestión activa de aprovisionamientos, balance entre las fórmulas de adquisición y venta y cobertura puntual de operaciones, con el fin de maximizar el binomio riesgo-beneficio.

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 2015, Gas Natural Fenosa había recibido garantías por 51 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (46 millones de euros a 31 de diciembre de 2014). Durante el ejercicio 2015, se han ejecutado avales por importe de 1 millones de euros (1 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Asimismo, los importes de deudas comerciales se reflejan en el Balance de situación consolidado netos de provisiones de insolvencias (Nota 11), estimadas por Gas Natural Fenosa en función de la antigüedad de la deuda y la experiencia de ejercicios anteriores conforme a la previa segregación de carteras de clientes y del entorno económico actual.

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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 2015 y 2014 es el siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Menos de 90 días	450	467
90 – 180 días	142	120
Más de 180 días	7	7
Total	599	594

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la Nota 11.

Riesgo de liquidez

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

A 31 de diciembre de 2015 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2015
Líneas de crédito disponibles (Nota 16)	7.558
Préstamos no dispuestos	653
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 12)	2.390
Total	10.601

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda en mercado de capitales no utilizada por importe de 5.790 millones de euros detallada anteriormente (Nota 16).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2015							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.008)	-	-	-	-	-	(4.008)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.165)	(3.247)	(3.220)	(3.420)	(3.017)	(6.210)	(22.279)
Derivados financieros	(1)	(16)	(1)	73	-	(15)	40
Otros pasivos	(65)	(60)	(59)	(125)	(51)	(368)	(728)
Total (1)	(7.239)	(3.323)	(3.280)	(3.472)	(3.068)	(6.591)	(26.973)
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y siguientes	Total
A 31 de diciembre de 2014							
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(4.641)	-	-	-	-	-	(4.641)
Préstamos y otras deudas financieras	(3.131)	(2.962)	(3.494)	(3.411)	(2.876)	(7.975)	(23.849)
Derivados financieros	(90)	(47)	(40)	(34)	130	18	(63)
Otros pasivos	(60)	(126)	(54)	(50)	(47)	(368)	(705)
Total (1)	(7.922)	(3.135)	(3.588)	(3.495)	(2.793)	(8.325)	(29.258)

(1) Los importes incluidos son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el Balance de situación consolidado y en la Nota 16.



Gestión del capital

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

Gas Natural Fenosa considera como indicadores de los objetivos fijados para la gestión del capital mantener en el largo plazo un nivel de apalancamiento de alrededor del 50%.

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

	2015	2014
Moody's	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB
Fitch	BBB+	BBB+

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

	2015	2014
Deuda financiera neta:	15.648	16.942
Deuda financiera no corriente (Nota 16)	15.653	17.740
Deuda financiera corriente (Nota 16)	2.595	2.804
Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 12)	(2.390)	(3.572)
Derivados (Nota 17)	(210)	(30)
Patrimonio neto:	18.518	18.020
De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13)	14.367	14.141
De participaciones no dominantes (Nota 13)	4.151	3.879
Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto))	45,8%	48,5%



Instrumentos financieros derivados

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

	A 31.12.15		A 31.12.14	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Instrumentos financieros derivados de cobertura	208	167	30	60
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	25	41	4	50
- Precio de <i>commodities</i>	-	2	-	3
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	183	124	26	7
Otros instrumentos financieros	-	-	-	-
Instrumentos financieros derivados no corrientes	208	167	30	60
Instrumentos financieros derivados de cobertura	5	190	22	54
Cobertura flujos de efectivo				
- Tipo de interés	-	1	-	3
- Tipo de cambio	1	1	8	-
- Precio de <i>commodities</i>	1	174	14	15
Cobertura valor razonable				
- Tipo de interés y tipo de cambio	-	-	-	1
- Tipo de cambio	3	14	-	35
Otros Instrumentos financieros	2	10	2	27
- Precio de <i>commodities</i>	2	9	2	27
- Tipo de cambio	-	1	-	-
Instrumentos financieros derivados corrientes	7	200	24	81
Total	215	367	54	141

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:

	2015		2014	
	Resultado explotación	Resultado financiero	Resultado explotación	Resultado financiero
Cobertura flujos de efectivo	61	(15)	14	(12)
Cobertura valor razonable	(18)	(36)	(7)	(12)
Otros instrumentos financieros	(2)	15	5	(28)
Total	41	(36)	12	(52)

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

Valor Razonable	31.12.15 Valor Nocial						
	2016	2017	2018	2019	2020	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Permutas financieras (EUR)	(13)	255	684	-	-	-	939
Permutas financieras (USD)	(5)	3	216	251	-	-	470
Permutas financieras (MXN)	0	-	53	-	-	-	53
Permutas financieras (CHF)	24	-	-	-	204	-	204
Permutas financieras (NOK)	(24)	-	-	-	-	101	101
Permutas financieras (COP)	1	23	120	-	-	-	143
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Seguro de cambio (USD)	-	482	-	-	-	-	482
Seguro de cambio (GBP)	-	1	-	-	-	-	1
Cobertura de valor razonable:							
Permutas financieras (CLP)	60	-	-	-	722	160	882
Permutas financieras (MXN)	(1)	-	-	222	-	-	222
Seguros de cambio (BRL)	-	13	-	-	-	-	13
Seguros de cambio (USD)	(11)	833	-	-	-	-	833
Seguros de cambio (DHN)	-	6	-	-	-	-	6
COBERTURA DE COMMODITIES:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(20)	219	40	-	-	-	259
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	(155)	215	228	120	123	-	686
OTROS:							
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(7)	103	27	-	-	-	130
Derivados tipo de cambio (USD)	(1)	1	-	-	-	-	1
TOTAL	(152)	2.154	1.368	593	1.049	-	261

Valor Razonable	31.12.14 Valor Nocial						
	2015	2016	2017	2018	2019	Posteriores	Total
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Permutas financieras (EUR)	(18)	555	705	434	-	-	1.694
Permutas financieras (USD)	(5)	205	3	194	-	-	402
Permutas financieras (MXN)	(1)	75	-	-	-	-	75
Permutas financieras (CHF)	(5)	-	-	-	204	-	204
Permutas financieras (NOK)	(16)	-	-	-	-	101	101
Permutas financieras (COP)	(3)	28	28	143	-	-	199
Permutas financieras (CLP)	(1)	6	4	4	4	4	24
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Seguro de cambio (USD)	8	427	-	-	-	-	427
Cobertura de valor razonable:							
Permutas financieras (CLP)	19	-	-	-	722	160	882
Permutas financieras (MXN)	(1)	80	-	-	-	-	80
Seguros de cambio (BRL)	-	25	-	-	-	-	25
Seguros de cambio (USD)	(35)	818	-	-	-	-	818
Seguros de cambio (DHN)	-	7	-	-	-	-	7
COBERTURA DE COMMODITIES:							
Cobertura de flujos de efectivo:							
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(18)	231	41	-	-	-	272
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	14	32	-	-	-	-	32
OTROS:							
Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR)	(25)	247	21	-	-	-	268
Derivados precios de <i>commodities</i> (USD)	-	1	-	-	-	-	1
TOTAL	(87)	2.737	802	775	4	930	263

Nota 18. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 se muestra a continuación:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1)	582	571
Fianzas y depósitos (2)	215	248
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	2	3
Otros pasivos (3)	145	133
Total	944	955

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

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- En 2003, Gas Natural Fenosa adquirió dos buques de transporte de gas 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 2007 y 2009 se adquirieron conjuntamente con Repsol dos buques de transporte de gas de 138.000 m³ a través de contratos de time-charter con una duración de 25 años cada uno de ellos, ampliable por períodos consecutivos de 5 años. En 2014 Gas Natural Fenosa y Shell firmaron un acuerdo, enmarcado dentro de la operación de venta del negocio de gas natural licuado del grupo Repsol, según el cual se adjudicó el uso en exclusiva de cada uno de los dos buques quedándose Gas Natural Fenosa el buque adquirido en 2009 con vencimiento en 2029, ampliable por períodos consecutivos de 5 años.
- En marzo de 2014, Gas Natural Fenosa adquirió un buque de transporte de gas natural licuado con una capacidad de 173.000 m³ en régimen de arrendamiento financiero con una duración de 18 años y vencimiento en 2032.

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

	A 31.12.15			A 31.12.14		
	Valor nominal	Descuento	Valor actual	Valor nominal	Descuento	Valor actual
Menos de 1 año	68	(4)	64	64	(4)	60
Entre 1 y 5 años	271	(51)	220	255	(49)	206
Más de 5 años	640	(278)	362	663	(298)	365
Total	979	(333)	646	982	(351)	631

La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2015 un tipo de interés efectivo medio del 6,5% (6,5% a 31 diciembre de 2014).

5



(2) Fianzas y depósitos

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 electricidad y gas natural y que, de acuerdo con la legislación que así lo establece, han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes (Nota 8), así como los importes recibidos de los clientes como garantía del suministro de gas licuado del petróleo.

(3) Otros pasivos

Se incluye, entre otras partidas, el compromiso de recompra sin prima otorgado el 22 de septiembre de 2008, y renovado en junio de 2013, 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 vencimiento durante el mes de mayo de 2016 o durante el mes de mayo de 2019 (si no lo hubiera realizado en la primera fecha), 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 la valoración a mercado de cada acción, en base a los resultados de las participadas. 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 2015 asciende a 72 millones de euros y equivale al valor actual del importe a reembolsar (69 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Nota 19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Acreedores comerciales	3.049	3.739
Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 32)	43	63
Acreedores comerciales empresas asociadas	4	23
Proveedores	3.096	3.825
Administraciones públicas	477	599
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	183	24
Remuneraciones pendientes de pago	95	113
Otros acreedores	22	20
Otros acreedores	777	756
Pasivos por impuesto corriente	135	60
Total	4.008	4.641

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

Información sobre los aplazamientos de pagos efectuados a proveedores. D.A 3ª "Deber de información" de la Ley 15/2010, de 5 de julio

El importe total de pagos realizados a los proveedores del ejercicio, con detalle de los plazos de pago, de acuerdo a los plazos máximos legales de pago establecidos en la Ley 15/2010 de 5 de julio, por la que se establecen las medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, es el siguiente:



	2015		2014	
	Importe	%	Importe	%
Pagos realizados en el ejercicio dentro del plazo máximo legal	14.641	100,0	13.408	100,0
Resto de pagos realizados en el ejercicio	6	-	6	-
Total pagos ejercicio	14.647	100,0	13.414	100
Plazo medio ponderado de los pagos excedidos (días)	15		14	
Aplazamientos que al cierre de ejercicio sobrepasan el plazo máximo legal	-		-	

El plazo medio de pago a proveedores de Gas Natural Fenosa en el ejercicio 2015 asciende a 29 días (27 días en el ejercicio 2014).

Nota 20. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	A 31.12.15	A 31.12.14
Dividendo a pagar	421	419
Gastos devengados y no pagados	233	312
Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 18)	64	60
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	3	20
Otros pasivos	31	39
Total	752	850

Nota 21. Situación fiscal

Gas Natural SDG, S.A. es la sociedad dominante del grupo Consolidado fiscal 59/93, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos, 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 2015 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 el "Impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto vigente en el país de la sociedad dominante (España) sobre el "Resultado antes de impuestos" para los ejercicios 2015 y 2014 es la siguiente:

	2015	%	2014 (1)	%
Resultado antes de impuestos	2.363		1.912	
Impuesto teórico	662	28,0	574	30,0
Efecto resultados netos método participación	1	-	142	7,4
Aplicación tipos impositivos entidades extranjeras	(45)	(1,9)	(40)	(2,1)
Deducciones fiscales	(39)	(1,7)	(72)	(3,8)
Revaluación impuestos diferidos	-	-	(345)	(18,0)
Otros conceptos	(6)	(0,2)	(3)	(0,1)
Impuesto sobre beneficios	573	24,2	256	13,4

Desglose del gasto corriente/diferido:

Impuesto corriente	662	732
Impuesto diferido	(89)	(476)
Impuesto sobre beneficios	573	256

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

A pesar de la disminución del tipo de gravamen teórico, que ha pasado del 30% (2014) al 28% (2015), el tipo efectivo del ejercicio 2015 se ha incrementado con respecto al del ejercicio 2014, como consecuencia de que en el ejercicio 2014 se incluían como disminuciones no recurrentes del impuesto teórico básicamente la revaluación de los impuestos diferidos por la reforma tributaria en España y la aplicación de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios por la plusvalía de la enajenación de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones.

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo de general de gravamen del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016. No obstante, con el objeto de neutralizar la reducción del tipo de gravamen, se incorporó una deducción por reversión de medidas temporales con el objeto de neutralizar el coste económico de la reducción del tipo de gravamen para los contribuyentes que se han visto afectados por la limitación del 30% a la deducción de las amortizaciones o se han acogido a la actualización de balances, previstas ambas medidas en la Ley 16/2012 de 27 de diciembre, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Por último, la Ley 27/2014 estableció un régimen de exención en la transmisión de participaciones significativas en entidades residentes que eliminaba las diferencias temporarias imponibles existentes por este concepto.

Como consecuencia de esta reducción del tipo de gravamen general y del resto de modificaciones incorporadas por la Ley 27/2014 se procedió a revaluar los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período estimado de reversión, registrando los siguientes impactos en 2014:

- un menor gasto en el epígrafe de "Gasto por Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 325 millones de euros.

- un cargo al epígrafe "Otro resultado global del ejercicio" del Estado Consolidado de resultado global reconocido directamente en patrimonio neto por un importe de 8 millones de euros, por la revaluación relacionada con partidas previamente cargadas o acreditadas en las cuentas de patrimonio.
- una disminución de los epígrafes de "Activos por impuestos diferidos" por importe de 40 millones de euros (8 millones de euros con contrapartida a patrimonio) y de "Pasivos por impuestos diferidos" por importe de 357 millones de euros del Balance de situación consolidado.

El 23 de diciembre de 2014 se aprobó en Colombia la Ley 1739 de reforma tributaria, por la que se estableció un incremento en el tipo impositivo del Impuesto sobre la renta para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, de manera combinada con el Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE).

Como consecuencia de este incremento del tipo de gravamen general se procedió a revaluar los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su periodo estimado de reversión, registrando los siguientes impactos en 2014:

- un menor gasto en el epígrafe de "Gasto por Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 20 millones de euros.
- un abono al epígrafe "Otro resultado global del ejercicio" del Estado Consolidado de resultado global reconocido directamente en patrimonio neto por un importe de 2 millones de euros, por la revaluación relacionada con partidas previamente cargadas o acreditadas en las cuentas de patrimonio.
- un aumento del epígrafe de "Activos por impuestos diferidos" por importe de 22 millones de euros del Balance de situación consolidado.

Las deducciones fiscales del ejercicio 2014 correspondían, básicamente, a la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios por la plusvalía obtenida en la enajenación de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.

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, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo (TRLIS) 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 es el siguiente:

Año Venta	Importe obtenido de la venta	Importe reinvertido
2010	873	873
2011	856	856
2012	39	39
2013	1	1
2014	395	395
Total	2.164	2.164

La reinversión se ha realizado en elementos patrimoniales del inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia sociedad dominante como por el resto de empresas del grupo fiscal en virtud de lo dispuesto en el artículo 75 del TRLIS.

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 31.12.15			A 31.12.14		
	Bruto	Efecto Impositivo	Neto	Bruto	Efecto Impositivo	Neto
Valoración activos financieros disponibles venta	5	(1)	4	-	-	-
Coberturas de flujos de efectivo	(164)	39	(125)	4	(5)	(1)
Diferencias de conversión	(320)	-	(320)	173	-	173
Ganancias y pérdidas actuariales (Nota 15)	7	(2)	5	(10)	3	(7)
Total	(472)	36	(436)	167	(2)	165

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

Impuestos diferidos de activo	Provisiones obligaciones personal	Provisiones insolvencias y otras provisiones	Créditos fiscales (2)	Diferencias amortización	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.14	215	254	29	333	59	136	1.026
Creación/(reversión) (1)	(20)	(16)	7	81	(1)	(37)	14
Combinaciones de negocio (Nota 30)	12	22	63	5	-	33	135
Movimientos ligados ajustes patrimonio	2	-	-	-	(4)	-	(2)
Diferencias de conversión	(3)	(10)	7	(2)	(12)	1	(19)
Trasposos y otros	(2)	(14)	-	(1)	1	(4)	(20)
A 31.12.14	204	236	106	416	43	129	1.134
Creación/(reversión) (1)	(11)	42	(7)	(79)	38	16	(1)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	-	-	6	1	-	2	9
Movimientos ligados ajustes patrimonio	(2)	-	-	-	1	-	(1)
Diferencias de conversión	(10)	(28)	(2)	(8)	(12)	(2)	(62)
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(1)	(1)	(10)	(2)	-	-	(14)
Trasposos y otros	(1)	9	-	-	(3)	-	5
A 31.12.15	179	258	93	328	67	145	1.070

- (1) El incremento en el apartado "Diferencias de amortización" en el ejercicio 2014 incluía básicamente la aplicación de la limitación temporal del 30% a la deducción fiscal de las amortizaciones en virtud de lo dispuesto en la Ley 16/2012. También se incluía el impacto de la revaluación de los activos por impuestos diferidos derivada de las reformas tributarias mencionadas. En el ejercicio 2015 incluye la reversión de la aplicación de la limitación temporal de la deducción fiscal de las amortizaciones como consecuencia de la finalización de esta medida.
- (2) A 31 de diciembre de 2014 la mayor parte de los créditos fiscales correspondían a bases imponibles negativas que procedían de diversas sociedades del Grupo CGE. Estos créditos se habían generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está razonablemente asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

Impuestos diferidos de pasivo	Diferencias amortización	Plusvalías diferidas	Valoración combinación de negocios (2)	Valoración activos e instrumentos financieros	Otros	Total
A 1.1.14	498	259	1.107	-	136	2.000
Creación/(reversión) (1)	(112)	(49)	(225)	1	(77)	(462)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	650	-	529	3	34	1.216
Movimientos ligados ajustes patrimonio	-	-	-	2	(2)	-
Diferencias de conversión	8	-	38	-	-	46
Trasposos y otros	(1)	-	(1)	-	-	(2)
A 31.12.14	1.043	210	1.448	6	91	2.798
Creación/(reversión)	(2)	(1)	(66)	(5)	(16)	(90)
Combinaciones de negocio (Nota 30)	1	-	15	-	-	16
Movimientos ligados ajustes patrimonio	(1)	-	-	(2)	-	(3)
Diferencias de conversión	(39)	1	(9)	-	3	(44)
Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9)	(111)	-	(20)	-	(3)	(134)
Trasposos y Otros	2	(1)	-	(1)	-	-
A 31.12.15	893	209	1.368	(2)	75	2.543

- (1) Se incluía a 31 de diciembre de 2014 el impacto de la revaluación de los pasivos por impuestos diferidos derivada de las reformas tributarias mencionadas.
- (2) En el apartado de "Valoración combinación de negocios" se incluye 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 no tendrá efectos fiscales. También se incluye el efecto fiscal de la asignación del precio de adquisición de CGE por Gas Natural Fenosa (Nota 30) y de diversas adquisiciones previas realizadas por CGE.



A 31 de diciembre de 2015 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 27 millones de euros (23 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

En octubre de 2015 se cerró el proceso de inspección seguido ante Gas Natural SDG, S.A. y Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A. (antes Gas Natural Internacional SDG, S.A.) para el Impuesto sobre Sociedades (ejercicios 2009 y 2010) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (ejercicio 2010) sin que se hayan puesto de manifiesto aspectos relevantes, ni tampoco se hayan derivado impactos significativos en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El grupo fiscal de Gas Natural SDG, S.A. tiene abiertos a inspección los ejercicios 2011 y siguientes en cuanto a los impuestos que le son de aplicación.

Con carácter general, en el caso del resto de sociedades Gas Natural Fenosa, los períodos abiertos a inspección son los siguientes:

País	Período
Argentina	2009-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2013-2015
Chile	2012-2015
Italia	2011-2015
México	2010-2015
Panamá	2009-2015

Como consecuencia, entre otras, de las diferentes posibles interpretaciones de la legislación fiscal vigente, podrían surgir pasivos adicionales como consecuencia de una inspección. En todo caso, Gas Natural Fenosa considera que dichos pasivos, en caso de producirse, no afectarían significativamente a las presentes Cuentas anuales.

Gas Natural Fenosa tiene constituidas provisiones para hacer frente a obligaciones derivadas de diversas reclamaciones fiscales. A 31 de diciembre de 2015, el principal litigio de naturaleza fiscal que afecta al Grupo corresponde a la deducción por actividades de exportación. 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 2015, incluyendo intereses, asciende a 93 millones de euros, importe íntegramente provisionado (Nota 15).

Nota 22. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	13.904	14.664
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	10.575	8.671
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	1.445	1.266
Otras ventas	91	96
Total	26.015	24.697

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

Nota 23. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Compras de energía	15.075	14.876
Servicio acceso a redes de distribución	2.176	2.033
Otras compras y variación de existencias	746	423
Total	17.997	17.332

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidado del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

Nota 24. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Otros ingresos de gestión	252	247
Subvenciones de explotación	5	3
Total	257	250

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

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 CINIIF 12 por importe de 143 millones de euros (136 millones de euros en el ejercicio 2014), cuyo valor razonable se estima por referencia a los gastos incurridos (Nota 26), sin margen.

Nota 25. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Sueldos y salarios	820	691
Costes Seguridad Social	134	126
Planes de aportación definida	41	36
Planes de prestación definida (Nota 15)	10	5
Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo	(113)	(86)
Otros	81	56
Total	973	828

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Nota 9).

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2015 ha sido de 21.542 y en 2014 de 14.766.

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 2015 y 2014 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

	2015		2014	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	1.087	360	1.128	350
Mandos intermedios	2.402	648	3.081	751
Técnicos especializados	3.611	1.702	3.673	1.964
Puestos operativos	7.386	2.743	8.192	2.822
Total	14.486	5.453	16.074	5.887

	2015	2014
España	7.560	7.446
Resto de Europa	1.210	1.196
Latinoamérica	10.213	12.382
Resto	956	937
Total	19.939	21.961

En el cálculo del número de empleados al término del ejercicio 2015 de Gas Natural Fenosa no se ha tenido en cuenta el número de empleados de las sociedades del negocio de GLP en Chile que se han reclasificado a operaciones interrumpidas y que ascienden a 1.843 personas.

Como consecuencia de la aplicación el 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" (Nota 3.3), en el cálculo del número medio de empleados tanto del presente periodo como en el comparativo del año anterior, no se ha tenido en cuenta el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación y que ascienden a 1.104 personas (554 personas el 31 de diciembre de 2014). Tampoco se ha tenido en cuenta el número de empleados al término del ejercicio de dichas sociedades que a 31 de diciembre de 2015 ascendería a 1.151 personas (1.051 personas el 31 de diciembre de 2014).

Nota 26. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014 ⁽¹⁾
Tributos	484	481
Operación y mantenimiento	361	339
Publicidad y otros servicios comerciales	353	337
Deterioro por insolvencias (Nota 11)	258	302
Servicios profesionales y seguros	193	177
Servicios de construcción o mejora (CINIIF 12) (Nota 24)	143	136
Suministros	121	95
Prestación de servicios a clientes	70	66
Arrendamientos	61	54
Otros	316	302
Total	2.360	2.289

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

El Real Decreto-ley 9/2013 de julio 2013 estableció que el coste del bono social sería asumido por las matrices de los grupos integrados de producción, distribución y comercialización (Nota 2.4) y tras la aprobación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar, entró en vigor dicha obligación en 2014, suponiendo un impacto en el apartado de "Otros" de 29 millones de euros (25 millones de euros en 2014).

Nota 27. Otros resultados

En el ejercicio 2015 corresponde a la plusvalía antes de impuestos de 5 millones de euros obtenida en la enajenación de la participación del 44,9% en la sociedad Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. al Grupo Viesgo por un importe de 97 millones de euros (Nota 7).

En el ejercicio 2014 correspondió básicamente a la plusvalía antes de impuestos de 252 millones de euros obtenida en la enajenación de la sociedad Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A. y la cesión de los préstamos concedidos a esta sociedad, a la firma de capital de inversión Cinven por un importe de 510 millones de euros.

Nota 28. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014⁽¹⁾
Dividendos	12	12
Intereses	57	66
Otros	71	59
Total ingresos financieros	140	137
Coste de la deuda financiera	(845)	(771)
Gastos por intereses de pensiones	(30)	(35)
Otros gastos financieros	(157)	(114)
Total gastos financieros	(1.032)	(920)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 17)	(1)	(2)
Diferencias de cambio netas	(1)	(14)
Resultado financiero neto	(894)	(799)

(1) La cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2014 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile (Notas 3.3 y 9).

Nota 29. Efectivo generado en las operaciones de explotación

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014
Resultado antes de impuestos	2.363	1.912
Ajustes del resultado:	2.599	2.526
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5, 6 y 9)	1.791	1.619
Otros ajustes del resultado neto:	808	907
Resultado financiero (Nota 9 y 28)	918	801
Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7 y 9)	3	474
Traspaso ingresos diferidos (Nota 14)	(64)	(45)
Otros resultados (Nota 27)	(5)	(258)
Variación neta Provisiones	(91)	(68)
Resultado antes de impuestos de actividades interrumpidas (Nota 9)	47	3
Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión):	(75)	(229)
Existencias	251	(189)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	228	(102)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	(554)	62
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.387)	(1.401)
Pago de intereses	(898)	(784)
Cobros de intereses	24	43
Cobros de dividendos	82	55
Pagos por impuestos sobre beneficios	(595)	(715)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	3.500	2.808

Nota 30. Combinaciones de negocios

Ejercicio 2015

Gecal Renovables, S.A.

En junio de 2015 Gas Natural Fenosa alcanzó un acuerdo para adquirir el 100% de la sociedad Gecal Renovables, S.A. (Gecalsa). La transacción se completó el 13 de octubre de 2015, si bien se ha utilizado a efectos contables el 30 de septiembre de 2015 como fecha de la combinación de negocios, por considerar la diferencia entre ambas fechas poco significativas. El coste total de la combinación de negocios asciende a 104 millones de euros. El fondo de comercio se ha calculado por diferencia entre el coste de adquisición y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de la transacción y ha ascendido a 14 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de septiembre de 2015 y el fondo de comercio es el siguiente:

Coste de adquisición	104	
Valor razonable de los activos netos	90	
Fondo de comercio (Nota 5)	14	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible (Nota 5)	89	2
Inmovilizado material (Nota 6)	160	160
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	6	2
Activos financieros no corrientes	2	2
Activos por impuesto diferido (Nota 21)	9	9
Otros activos corrientes	13	13
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	12
TOTAL ACTIVOS	291	200
Participaciones no dominantes (Nota 13)	5	-
Pasivos financieros no corrientes (Nota 16)	56	56
Provisiones no corrientes (Nota 15)	3	3
Otros pasivos no corrientes	2	2
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 21)	16	2
Pasivos financieros corrientes (Nota 16)	109	109
Otros pasivos corrientes	10	10
TOTAL PASIVOS	201	182
Activos netos adquiridos	90	18
Valor razonable de los activos netos adquiridos	90	
Precio de compra	104	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	12	
Coste de adquisición neto	92	

El importe del resultado neto consolidado del periodo aportado desde la fecha de adquisición ha ascendido a 1 millón de euros de beneficio. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, el Importe neto de la cifra de negocios consolidada y el ebitda del periodo se habría incrementado en 28 millones de euros, 19 millones de euros, respectivamente, el impacto sobre el Resultado consolidado atribuible a accionistas de la sociedad dominante no hubiera sido significativo.

Gecalsa opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España que suman una capacidad instalada neta de 222 MW.

En el proceso de asignación del precio de compra, se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance de Gecalsa a 30 de septiembre de 2015. La valoración de los activos netos de Gecalsa se ha realizado, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- El negocio se ha valorado siguiendo el enfoque de ingresos, y en particular mediante el método del descuento de flujos de efectivo, basados en datos de entrada de Nivel 3, al tratarse de datos que no son observables en el mercado.
- Los principales parámetros empleados en la valoración han sido una tasa de descuento del 10,3% y una tasa de crecimiento del 0%.
- Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones y que se basan en las previsiones sectoriales y en el análisis de la información histórica son la evolución del precio de la electricidad y los costes de operación y mantenimiento.

Como consecuencia del proceso de asignación, se ha procedido a contabilizar una revalorización de activos intangibles que corresponde al valor de las autorizaciones

necesarias para la explotación de los parques eólicos y un reconocimiento de pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones que no tienen efecto fiscal. En diciembre de 2015 se ha iniciado el proceso de fusión por absorción de Gecal Renovables, S.A. y diversas participadas por parte de Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.

Gas Directo, S.A.

En el mes de julio de 2015 Gas Natural Fenosa ha adquirido a Unión Fenosa Gas S.A. y a Cepsa S.A. sus respectivas participaciones del 60% y 40% de la sociedad de distribución de gas, Gas Directo, S.A., por un importe de 5 millones de euros sin que se haya generado ningún fondo de comercio en la operación. Gas Natural Fenosa poseía con anterioridad a la operación una participación indirecta de un 30% a través de la participación en Unión Fenosa Gas, S.A. por lo que se ha tratado como una combinación de negocios por etapas, aunque la revalorización por la diferencia entre el valor en libros de la participación y su valor razonable no ha sido significativa.

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

Genroque, S.L.

En el mes de octubre de 2015 Nueva Generadora del Sur, S.A., sociedad participada conjuntamente con otro socio al 50%, que opera la central de ciclo combinado del campo de Gibraltar de 800 MW, ha escindido cada uno de los dos grupos de generación de 400 MW con los correspondientes medios materiales y humanos a favor de dos sociedades, Genroque, S.L. y Puente Mayorga Generación, S.L. participadas al 100% respectivamente por Gas Natural Fenosa y por el otro socio, tras la compraventa cruzada de las participaciones del 50% restante, por lo que la operación se ha considerado contablemente como una permuta. Dado que el valor neto contable de la participación en Nueva Generadora del Sur, S.A. por importe de 200 millones de euros, se encontraba valorado a su valor razonable y que éste coincide con el valor razonable del negocio adquirido (Genroque, S.L.) la operación no ha generado ningún resultado ni fondo de comercio. Con fecha 30 de diciembre de 2015, la Junta General Extraordinaria de Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. ha aprobado la fusión por absorción de Genroque, S.L.U., para la integración total del grupo atribuido en el parque de generación de Gas Natural Fenosa.

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y sobre el resultado no hubiera sido significativo.

La contabilización de todas las combinaciones de negocios descritas en esta Nota ha sido determinada de manera provisional, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde las fechas de adquisición que establece la NIIF 3.

Durante el ejercicio 2015, los pagos por inversiones en empresas, netos de efectivo y equivalentes adquiridos han ascendido a 99 millones de euros, principalmente por las adquisiciones de Gecalsa y Gas Directo, S.A.

Por otro lado, la asignación definitiva del precio de adquisición de CGE al valor razonable de sus activos, pasivos y pasivos contingentes ha sido culminada en noviembre de 2015. Dicha asignación coincide con la utilizada en la elaboración de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014.

Ejercicio 2014



Compañía General de Electricidad, S.A.

En fecha 11 de octubre de 2014 Gas Natural Fenosa comunicó el inicio de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), en el precio de 4.700 pesos chilenos por acción. En fecha 14 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa comunicó el resultado positivo de la OPA y la adquisición, hasta esa fecha, del 96,50% del capital de CGE, incrementado posteriormente en un 0,22% al mismo precio. Como consecuencia de la culminación de este proceso, con fecha 20 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa tomó el control efectivo del Consejo de Administración de CGE, si bien a efectos contables se ha utilizado el 30 de noviembre de 2014, por considerar la diferencia entre ambas fechas poco significativas.

El coste total de la combinación de negocios asciende a 2.519 millones de euros, correspondiente a la adquisición del 96,72% del capital social de Compañía General de Electricidad, S.A. El fondo de comercio se ha calculado por diferencia entre el coste de adquisición y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de la transacción y ha ascendido a 413 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de noviembre de 2014 y el fondo de comercio es el siguiente:

Coste de adquisición	2.519	
Valor razonable de los activos netos	2.106	
Fondo de comercio (Nota 5)	413	
	Valor razonable	Valor en libros
Fondo comercio	-	367
Otro inmovilizado intangible (Nota 5)	2.280	373
Inmovilizado material (Nota 6)	4.033	4.033
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7)	75	75
Activos financieros no corrientes	47	47
Activo por impuesto diferido (Nota 21)	135	135
Otros activos corrientes	801	801
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	91	91
TOTAL ACTIVOS	7.462	5.922
Participaciones no dominantes (Nota 13)	1.314	738
Pasivos financieros no corrientes (Nota 16)	1.887	1.784
Provisiones no corrientes (Nota 15)	89	89
Otros pasivos no corrientes	5	5
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 21)	1.216	725
Pasivos financieros corrientes (Nota 16)	229	229
Otros pasivos corrientes	545	559
TOTAL PASIVOS	5.285	4.129
Activos netos adquiridos	2.177	1.793
Participaciones no dominantes (Nota 13)	(71)	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	2.106	
Precio de compra	2.519	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida	91	
Coste de adquisición neto	2.428	



El importe del resultado neto consolidado del periodo aportado desde la fecha de adquisición ha ascendido a 6 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2014, el Importe neto de la cifra de negocios consolidada, el Ebitda y el Resultado consolidado atribuible a accionistas de la Sociedad dominante del periodo hubiera incrementado en 3.131 millones de euros, 506 millones de euros y 62 millones de euros, respectivamente.

En el proceso de asignación del precio de compra, se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance consolidado de CGE a 30 de noviembre de 2014. Con fecha 29 de enero de 2015 KPMG Auditores Consultores Ltda ha emitido el Informe denominado "Asignación del precio pagado en la adquisición de Compañía General de Electricidad, S.A.", relacionado con esta combinación de negocios. La valoración de los activos netos de CGE se ha realizado, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- Los negocios se han valorado siguiendo el enfoque de ingresos, y en particular mediante el método del descuento de flujos de efectivo, basados en datos de entrada de Nivel 3, al tratarse de datos que no son observables en el mercado.

Los principales parámetros empleados en la valoración han sido los siguientes:

	<u>Tasa de descuento antes de impuestos</u>	<u>Tasa de crecimiento</u>
Distribución y transporte de electricidad	11,2%	3,0%
Distribución de gas natural y GLP	12,2%	3,0%

- Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones, y que se basan en las previsiones sectoriales y en el análisis de la información histórica de CGE, son la evolución de las tarifas, el coste de la energía y del aprovisionamiento de gas, los costes de operación y mantenimiento y las inversiones. En términos generales las proyecciones de los negocios adquiridos son razonablemente estimables en base al marco regulatorio definido.

El Informe indicado no contiene ninguna limitación al alcance respecto de las conclusiones alcanzadas.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) a la fecha de la compra, las principales revalorizaciones de los activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente a las concesiones de distribución y transporte de electricidad y de distribución de gas en Chile por importe de 1.679 millones de euros, importe adicional al que figura por este concepto en el valor en libros por importe de 334 millones de euros. Estas concesiones tienen vida útil indefinida ya que las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de transporte y distribución en Chile no están sujetas a caducidad (Nota 5).

- Inmovilizado intangible correspondiente a los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales por un importe de 228 millones de euros, que se depreciarán sistemáticamente a lo largo de su vida útil (Nota 5).
- Pasivos financieros correspondientes al diferencial entre la estimación del valor de mercado que tendría la deuda financiera y su valor en libros por un importe de 103 millones de euros.
- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones realizadas, que no tienen efecto fiscal, por un importe de 491 millones de euros, cuyo efecto neto de participaciones no dominantes se ha registrado con contrapartida al epígrafe "Fondo de comercio".

No se ha identificado ninguna revalorización del inmovilizado material en relación con su valor en libros, dado que el grupo CGE valora el inmovilizado material al valor razonable mediante la realización de tasaciones periódicas del valor nuevo de reemplazo. Los ajustes por revalorización incluidos en el valor en libros ascienden a un importe de 1.499 millones de euros.

En relación con la valoración de las participaciones no dominantes, ésta se ha realizado según la participación proporcional de los instrumentos de propiedad actuales en los importes reconocidos de los activos netos identificados de la adquirida.

A la fecha de la adquisición no se han identificado pasivos contingentes por lo que no se han reconocido provisiones adicionales a las que figuran en el valor en libros. Por otro lado, CGE tenía registradas provisiones de insolvencia necesarias para cubrir el riesgo de morosidad de los saldos de deudores comerciales en función de la antigüedad de la deuda, por lo que no se ha reconocido ninguna provisión de insolvencias adicional.

El fondo de comercio provisional resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido (principal compañía en distribución, transporte de electricidad y de gas natural en Chile, con amplia presencia en el sector de gas licuado del petróleo) y a los beneficios y sinergias que se prevén que surjan como consecuencia de la integración en la plataforma de distribución de gas y electricidad de Gas Natural Fenosa, líder en toda Latinoamérica.



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 período 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)	12
Energía San Juan S.A.	Distribución de electricidad (CGE)	Argentina	60	41
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)	12-15
Gas Natural, S.A. ESP, Gas Natural del Oriente S.A. ESP, Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP y Gas Natural del Cesar S.A. ESP.	Distribución de gas	Colombia	15-50 (prorrogables 20)	32
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.y Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.	Generación de electricidad	Costa Rica	20	7-15
Gas Natural Fenosa Generación S.L.U., S.A y Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.	Generación hidráulica de electricidad	España	14-65	7-48
Gas Natural Distribuzione SpA, Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L, Favellato Reti Gas, S.R.L y Cilento Reti Gas, S.R.L	Distribución de gas	Italia	11-30	23
Gas Natural México S.A. de C.V.y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V.	Distribución de gas	México	30 (prorrogables 15)	12-23
Europe Maghreb Pipeline Ltd	Transporte de gas	Marruecos	25 (prorrogables)	6
Red Unión Fenosa, S.A.	Distribución de electricidad	Moldavia	25 (prorrogable)	10
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A.	Distribución de electricidad	Panamá	15	13
Gas Natural Perú, S.A.	Distribución de gas	Perú	20 años prorrogables	19

Como se indica en la Nota 3.4.3.b, Gas Natural Fenosa aplica la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios", siendo de aplicación el modelo de activo intangible básicamente a las actividades de distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y a la actividad de distribución de electricidad en Argentina, y el modelo de activo financiero a la actividad de generación eléctrica en Costa Rica.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España (Nota 3.4.4.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".

A finales de 2014 Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A (CEG) y el Estado de Rio de Janeiro acordaron una modificación al contrato de concesión mediante el que se otorgaba a CEG el derecho a distribuir gas natural por medio de gas natural comprimido en diversos municipios de dicho Estado.



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 "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 del grupo forman parte del tráfico habitual y se han cerrado en condiciones de mercado. En empresas del grupo se incluye el importe correspondiente al porcentaje de participación de Gas Natural Fenosa sobre los saldos y transacciones con sociedades que se consolidan por el método de la participación.

Los importes agregados de operaciones con accionistas significativos en miles de euros son los siguientes:

Gastos e Ingresos (en miles de euros)	2015			2014		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Gastos financieros	3.532	-	336	2.094	-	422
Arrendamientos	-	-	2	-	-	2
Recepción de servicios	14.009	5.148	32.229	14.013	1.808	25.708
Compra de bienes	-	292.762	391.294	-	375.262	417.166
Otros gastos (1)	28.705	-	-	23.151	-	-
Total gastos	46.246	297.910	423.861	39.258	377.070	443.298
Ingresos financieros	2.040	-	984	17.298	265	1.749
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	561	374	24.619	764	383	22.758
Venta de bienes (terminados o en curso)	-	878.022	62.196	-	1.118.714	174.176
Otros ingresos	-	-	2.007	-	-	1.759
Total Ingresos	2.601	878.396	89.806	18.062	1.119.362	200.442

Otras transacciones (en miles de euros)	2015			2014		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (2)	-	74.209	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (3)	779.317	-	12.533	1.687.842	7.828	46.851
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (4)	458.355	-	-	753.838	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (5)	205.384	-	-	200.000	-	-
Garantías y avales recibidos	201.667	-	-	156.250	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	311.716	273.873	-	309.445	269.295	-
Otras operaciones (6)	1.053.762	-	-	765.982	-	-

Deudores y acreedores comerciales (en miles de euros)	2015			2014		
	Accionistas significativos		Sociedades del grupo	Accionistas significativos		Sociedades del grupo
	Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol		Grupo "la Caixa"	Grupo Repsol	
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	-	138.049	24.585	-	126.300	23.442
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	-	11.916	31.519	-	22.400	40.739

- (1) Incluye aportaciones a planes de pensiones, seguros colectivos, seguros de vida y otros gastos.
- (2) Incluye básicamente la adquisición de puntos de suministro de propano canalizado. El 30 de septiembre de 2015 se firmó un acuerdo con Repsol Butano para la compra de activos de propano canalizado, en virtud del cual Gas Natural Distribución adquirirá alrededor de 250.000 puntos de suministro que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, por un importe total de 450 millones de euros aproximadamente, según se vaya obteniendo las preceptivas autorizaciones administrativas, lo que permitirá que sean conectados a la red de distribución de gas natural.
- (3) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (4) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (5) A 31 de diciembre de 2015 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros (562.421 miles de euros a 31 de diciembre de 2014), de las que no se había dispuesto ningún importe. Adicionalmente, el grupo "la Caixa" mantiene participaciones en otros préstamos por 205.384 miles de euros. A 31 de diciembre de 2014 mantenía participaciones en otros préstamos por 200.000 miles de euros.
- (6) A 31 de diciembre de 2015 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 771.746 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (577.717 miles de euros a 31 de diciembre de 2014) y 282.016 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (188.265 miles de euros a 31 de diciembre de 2014).

Nota 33. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

De acuerdo con lo dispuesto en los Estatutos Sociales y al acuerdo de la Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir, a los miembros del Consejo de Administración en su condición de tales, una cantidad máxima de cinco millones de euros.

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 (CA) y Comisión de Nombramientos y Retribuciones (CNyR), ha ascendido a 4.205 miles de euros (4.085 miles de euros en el ejercicio 2014), según el siguiente detalle expresado en euros:

	Cargo	Consejo	CE	CA	CNyR	Total
D. Salvador Gabarró Serra	Presidente	550.000	550.000	-	-	1.100.000
D. Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	126.500	-	-	25.000	151.500
D. Rafael Villaseca Marco	Cons. Delegado	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Ramón Adell Ramón	Vocal	126.500	80.500	40.000	-	247.000
D. Enrique Alcántara-García Irazoqui	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Xabier Añoveros Trías de Bes	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Francisco Belil Creixell ¹	Vocal	80.500	-	25.455	-	105.955
D. Demetrio Carceller Arce	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Santiago Cobo Cobo ²	Vocal	46.000	-	-	9.091	55.091
D. Isidro Fainé Casas ¹	Vocal	80.500	-	-	-	80.500
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena ²	Vocal	46.000	46.000	-	-	92.000
Dña. Benita María Ferrero-Waldner ¹	Vocal	80.500	-	-	-	80.500
Dña. Cristina Garmendia Mendizábal ¹	Vocal	80.500	-	-	15.909	96.409
D. Felipe González Márquez ²	Vocal	46.000	-	-	-	46.000
D. Emiliano López Achurra	Vocal	126.500	126.500	-	-	253.000
D. Carlos Losada Marrodán ²	Vocal	46.000	46.000	14.545	-	106.545
D. Miguel Martínez San Martín ¹	Vocal	80.500	80.500	-	-	161.000
D. Juan María Nin Génova ²	Vocal	46.000	46.000	-	-	92.000
D. Heribert Padrol Munté	Vocal	126.500	-	-	-	126.500
D. Juan Rosell Lastortras	Vocal	126.500	80.500	-	-	207.000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal	126.500	-	40.000	-	166.500
D. Miguel Valls Maseda	Vocal	126.500	-	-	25.000	151.500
		2.574.000	1.435.500	120.000	75.000	4.204.500

¹ Desde el 14 de mayo de 2015.

² Hasta el 14 de mayo de 2015.

En el ejercicio 2015, al igual que en 2014, no se han percibido importes por otros conceptos.

En el ejercicio 2015 el Consejero Delegado ha percibido por su pertenencia al Consejo de Administración de la sociedad participada CGE un importe de 85 miles de euros (10 miles de euros en 2014). Estos importes se deducen de la retribución variable anual percibida por el Consejero Delegado.

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 1.142 miles de euros, 1.054 miles de euros, 883 miles de euros y 8 miles de euros en el ejercicio 2015 (1.063 miles de euros, 1.141 miles de euros, 902 miles de euros y 5 miles de euros en el ejercicio 2014).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 315 miles de euros en el ejercicio 2015 (308 miles de euros en el ejercicio 2014). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 2.930 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (2.636 miles de euros a 31 de diciembre de 2014).



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.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos con la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo de Gas Natural Fenosa.

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

Los Administradores tienen el deber de evitar situaciones de conflicto de interés tal y como establece el Reglamento del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. y los artículos 228 y 229 de la Ley de Sociedades de Capital. Adicionalmente, dichos artículos establecen que las situaciones de conflicto de interés en que incurran los administradores serán objeto de información en las cuentas anuales.

Los Administradores de Gas Natural SDG, S.A. no han comunicado ninguna situación de conflicto de interés que haya de ser informada.

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 o de la Comisión de Auditoría, se han abstenido, en cada caso, aquel o aquellos Administradores que representan a la parte vinculada implicada.

Los Administradores no han llevado a cabo, durante los ejercicios 2015 y 2014, 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 4.962 miles de euros, 2.528 miles de euros, 1.982 miles de euros y 112 miles de euros en el ejercicio 2015 (4.459 miles de euros, 2.776 miles de euros, 2.083 miles de euros y 121 miles de euros en el ejercicio 2014).

El Plan de adquisición de acciones mencionado en la Nota 3.4.15 d) finalizó en 2014 por lo que en el ejercicio 2015 no se ha percibido ningún importe en acciones de la Sociedad (120 miles de euros en el ejercicio 2014).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 2.428 miles de euros en el ejercicio 2015 (2.176 miles de euros en el ejercicio 2014). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 24.955 miles de euros a 31 de diciembre de 2015 (22.818 miles de euros a 31 de diciembre de 2014).

El personal directivo no ha percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tiene concedidos créditos. No se han concedido anticipos al personal directivo a 31 de diciembre de 2015 (100 miles de euros a 31 de diciembre de 2014). No se han percibido indemnizaciones ni en 2015 ni 2014.

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 2015 Gas Natural Fenosa tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por importe de 1.368 millones de euros (1.574 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Por otro lado, también tenía concedidos avales financieros por un total de 348 millones de euros (369 millones de euros a 31 de diciembre de 2014), de los cuales 138 millones de euros corresponderían a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas (241 millones de euros a 31 de diciembre de 2014).

Gas Natural Fenosa estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2015, 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 2015:

Compra	A 31 de diciembre de 2015						
	Total	2016	2017	2018	2019	2020	y siguientes
Arrendamientos operativos (1)	975	69	56	60	56	53	681
Compras de energía (2)	84.163	6.851	6.814	7.063	7.010	7.468	48.957
Compras de combustible nuclear	42	24	18	-	-	-	-
Transporte de energía (3)	2.031	282	237	234	236	223	819
Inversión (4)	861	439	421	1	-	-	-
Total obligaciones contractuales	88.072	7.665	7.546	7.358	7.302	7.744	50.457

Venta	A 31 de diciembre de 2015						
	Total	2016	2017	2018	2019	2020	y siguientes
Prestación servicios por cesión capacidad (5)	4.293	308	276	257	274	323	2.855
Ventas de energía (6)	21.634	3.339	3.074	2.896	1.498	1.494	9.333
Total obligaciones contractuales	25.927	3.647	3.350	3.153	1.772	1.817	12.188

- 1) Refleja básicamente los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero, tanto de los cuatro buques que están en operación (Nota 18), como de los cuatro buques en construcción (Nota 6), cuya entrada esta prevista en los



ejercicios 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 periodo de diez años a partir de marzo de 2006, prorrogable a valor de mercado por periodos 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 3.4.7.3). 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 2015.

También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica, calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2015.

- 3) Refleja los compromisos a largo plazo (de 20 a 25 años) de transporte de gas y electricidad calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2015.
- 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 y la construcción de cuatro buques de transporte de gas cuya entrada está prevista en los ejercicios 2016 y 2017 (Nota 6).
- 5) Refleja los compromisos de prestación de servicios por los contratos de cesión de capacidad de generación eléctrica en México (Nota 3.4.19). Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios a 31 de diciembre 2015.
- 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 3.4.7.3). Se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2015.

Pasivos contingentes

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas los principales pasivos contingentes corresponden a los siguientes litigios:

Reclamaciones contribuciones PIS y COFINS 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 denominados 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 (Tribunal Federal do Rio de Janeiro). Posteriormente, se notificó el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, actualizado al 31 de diciembre de 2014, ascendía a 386 millones de reales brasileños. En noviembre de 2015 el mencionado Tribunal de primera instancia ha dictado una sentencia estimando parcialmente el recurso de CEG, reduciendo el importe total hasta 260



millones de reales brasileños (61 millones de euros). Gas Natural Fenosa ha recurrido la sentencia y considera, junto con los asesores legales de la compañía, que incluso el importe reducido no tiene fundamento por lo que no se espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados de Gas Natural Fenosa.

Reclamación contra Edemet - Edechi (Panamá)

En abril de 2012 se notificó la sentencia absolutoria de segunda instancia por la que se dejaba 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. (Edemet y Edechi) a indemnizar al demandante en el importe que determinaran los peritos y con un máximo de 84 millones de dólares. Tanto el demandante como las demandadas (Edemet y Edechi) recurrieron 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. En marzo de 2015 la Corte Suprema ha resuelto el recurso condenando a Edemet y a Edechi a un pago de 21 millones de dólares (19 millones de euros). Edemet y Edechi han impugnado la cuantificación de la condena por considerar que no tiene fundamento, por lo que no se espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados de Gas Natural Fenosa.

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	
	2015	2014
Servicios de auditoría	3.854	3.696
Servicios de verificación y relacionados con la auditoría	877	671
Otros servicios	22	332
Total honorarios	4.753	4.699

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

	Miles de euros	
	2015	2014
Servicios de auditoría	1.686	301
Servicios de verificación y relacionados con la auditoría	32	1
Otros servicios	96	106
Total honorarios	1.814	408

Nota 36. Medio Ambiente

Actuaciones ambientales

Las principales líneas de actuación de Gas Natural Fenosa se desarrollaron en el contexto de la estrategia ambiental de la compañía para garantizar el cumplimiento de la legislación ambiental, reducir el impacto ambiental, mitigar el cambio climático, preservar la biodiversidad del entorno, optimizar el consumo de los recursos naturales como el agua, prevenir la contaminación e impulsar la mejora continua, yendo más allá de lo que establece la normativa.

Se mantuvieron las medidas para compatibilizar el desarrollo energético con la protección del medioambiente. Entre las actuaciones de ámbito general, se impulsó la mejora continua mediante la actualización y extensión de la gestión ambiental, involucrando a nuestros proveedores y fomentando en nuestros clientes el uso responsable de la energía.

Para materializar estas líneas, la gestión ambiental de Gas Natural Fenosa se basa en el modelo ISO 14001, cuyo buen funcionamiento es verificado periódicamente y proporciona los elementos necesarios para asegurar la mejor gestión ambiental. En este contexto, en 2015 se alcanzó la certificación del sistema de gestión ambiental de la actividad de distribución de gas en Argentina. En una línea similar, se inició el proceso de adaptación de la gestión ambiental de las actividades de Chile con el objeto de homogeneizarlas con el resto de la compañía. Por este motivo, en 2015 se registró una regresión del porcentaje de ebitda industrial certificado que se reducirá durante los próximos años.

El posicionamiento de Gas Natural Fenosa ante el cambio climático se basa en contribuir a su mitigación a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, la aplicación de nuevas tecnologías y la captura del carbono, y en estas líneas se desarrollan los distintos proyectos del grupo. Durante el ejercicio 2015 se ha producido un incremento significativo en materia de emisiones directas de CO₂ con respecto a 2014. Esta situación tiene su origen básicamente en una mayor producción de la generación térmica con carbón en España. Por razones de estabilidad del sistema y de mercado, la generación térmica española ocupó el hueco dejado por la menor producción renovable al ser un año con menos precipitaciones y viento. Esta situación ha provocado un incremento sustancial en la emisión específica por unidad de energía generada con respecto a 2014, si bien ha quedado parcialmente amortiguado por el incremento de la generación renovable a nivel internacional.

En cuanto a los valores de emisión de otras sustancias, se produjo un incremento absoluto de las emisiones por el dominio de la generación térmica en España. Un aumento equivalente experimentó la producción de residuos ligados a la generación con carbón.



En el ejercicio 2015, Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo múltiples actuaciones en favor de la conservación de la biodiversidad, algunas de ellas en respuesta a los requisitos establecidos por las autoridades ambientales y otras de carácter voluntario. Durante este periodo se han consolidado las bases para establecer planes de acción de biodiversidad de los negocios y se ha avanzado de forma muy significativa en las herramientas que soportan la estrategia de biodiversidad de la compañía.

Consciente del papel fundamental que juega el agua en el proceso productivo, y en el constante compromiso con el entorno y con la gestión eficiente de los recursos naturales, Gas Natural Fenosa consolidó durante 2015 la estrategia en materia de agua mediante la determinación de indicadores de gestión y líneas de acción vinculadas a la optimización del recurso agua en sus procesos productivos de mayor peso.

Las actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2015 han alcanzado un total de 95 millones de euros (98 millones de euros en el ejercicio 2014), de los que 24 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 71 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental de las instalaciones. Las inversiones más destacadas son las relativas a la mejora del sistema de combustión en centrales térmicas, y diversas actuaciones de renovación y mejora de las instalaciones de generación, así como mejoras en la red de distribución para reducir las emisiones de gas natural a la atmósfera.

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 2015 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 13,6 millones de toneladas de CO₂ (11,1 millones de toneladas de CO₂ en 2014).

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 2 millones de euros.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ha registrado en Naciones Unidas ocho proyectos de mecanismos de desarrollo limpio. Además, el grupo ha creado la iniciativa COmpensa2, con la que cada año se compensa de forma voluntaria las emisiones asociadas a los edificios, viajes de empresa, flota de vehículos y eventos.



Nota 37. Acontecimientos posteriores al cierre

En enero 2016, Gas Natural Fenosa ha acordado amortizar la totalidad de las participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Financial Services USA, L.L.C. en mayo de 2003 (Nota 16) y que aún están en circulación, cuyo saldo asciende a un importe nominal de 69 millones de euros. La amortización se realizará en efectivo y por su valor nominal. A esta cantidad se le sumará el dividendo devengado y no pagado desde la última fecha de pago de dividendo hasta la fecha de amortización. La amortización, que no requiere autorización de sus titulares, tendrá lugar el próximo 22 de febrero, fecha en la que se procederá a la cancelación de la emisión y se dará de baja en los correspondientes registros.

ANEXO I Sociedades de Gas Natural Fenosa

1. Sociedades dependientes

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación	
				Control (2)	Patrimonial
Gas Natural BAN, S.A.	Argentina	Distribución de gas	I.G.	70,0	70,0
Ceg Río, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	59,6	59,6
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	54,2	54,2
Gas Natural Seo Paulo Sul, S.A.	Brasil	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	77,5	45,7
Gas Natural del Cesar, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	62,2	21,7
Gas Natural del Oriente, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	54,5	32,2
Gas Natural, S.A. ESP	Colombia	Distribución de gas	I.G.	59,1	58,1
Gas Directo, S.A.U.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Galicia SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	61,6	61,6
Gas Natural Andalucía, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	95,0	95,0
Gas Natural Castilla y León, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	90,1	90,1
Gas Natural Cegas, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	99,7	99,7
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Aragon SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Balears, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Infraestructuras Distribución de Gas, SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Rioja, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	87,5	87,5
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Navarra, S.A.	España	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Albidona Distribuzione Gas, SR	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Favellato Reti, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.	Italia	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Comercializadora Metrogas, S.A. de CV	México	Distribución de gas	I.G.	100,0	85,0
Gas Natural México, S.A. de CV (3)	México	Distribución de gas	I.G.	85,0	85,0
Gas Natural Fenosa Perú, S.A.	Perú	Distribución de gas	I.G.	100,0	100,0
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Colombia	Distribución de electricidad	I.G.	85,4	85,4
Unión Fenosa Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Furnizare Energie, S.R.L.	Moldova	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0

Red Unión Fenosa, S.A.	Moldova	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	100,0
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	I.G.	51,0	51,0
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	Panamá	Distribución de electricidad	I.G.	51,0	51,0
Gas Natural Almacénamientos Andalucía, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Exploración, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	63,9	63,9
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	España	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.P.A.	Italia	Infraestructuras de gas	I.G.	100,0	100,0
Metragaz, S.A.	Marruecos	Infraestructuras de gas	I.G.	76,7	76,7
Europe Maghreb Pipeline, Ltd.	Reino Unido	Infraestructuras de gas	I.G.	77,2	77,2
Natural Energy, S.A.	Argentina	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Serviços, S.A.	Brasil	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Serviconfort Colombia, S.A.S.	Colombia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Sagane, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Europe, S.A.S.	Francia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Vendita Italia, S.P.A.	Italia	Aprovisionamiento y comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Puerto Rico, Inc	Puerto Rico	comercialización de gas	I.G.	100,0	100,0
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Colombia	Comercialización electricidad	I.G.	85,4	85,4
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	Colombia	Comercialización electricidad	I.G.	85,4	85,4
Gas Natural Comercializadora, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	100,0	100,0
Mataró Energía Sostenible, S.A.	España	Comercialización de gas y electricidad	I.G.	51,1	51,1
Berrybank Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	72,3
Crookwell Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	72,3
Ryan Corner Development Pty, Ltd	Australia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	72,3
Iberólica Cabo Leones II, S.A.	Chile	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	38,3
Hidroeléctrica Río San Juan S.A.S. ESP	Colombia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0

Almar Ccs, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
P. H. La Perla, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	48,8
Unión Fenosa Generadora Toño, S.A.	Costa Rica	Generación de Electricidad	I.G.	65,0	48,8
Ampliación de Nerea, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Bantey Srei, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Boreas Eólica 2, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	89,6	89,6
Corporación Eólica de Zaragoza, S.L	España	Generación de Electricidad	I.G.	68,0	68,0
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,0	97,0
Energías Especiales Alcohólicas, S.A., En Liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	82,3	82,3
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	99,0	99,0
Eólica La Vega I, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Eólica La Vega II, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Estela Eólica, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	75,0
Fenosa Wind, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Fenosa, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Generación Nuclear, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Renovables Ruralia, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	51,0
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Wind 4, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Wind 6, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	60,0
Gecal Renovables, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Genroque, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
Global Power Generation, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	75,0	75,0
J.G.C. Cogeneración Daimiel, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	97,6	97,6
Lanzagonta comunicaciones, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
P.E. Cova da serpe, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. El Hierro, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
P.E. La Rabia, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	100,0
P.E. Las Claras, S.L.U.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. Los Pedreros, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
P.E. Montamarta, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	84,4	84,4
P.E. Nerea, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	60,0
P.E. Peñaroldana, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.G.	60,0	60,0
Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	95,0	95,0



Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.	España	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	80,0
Tratamiento Cinca Medio, S.L. en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	80,0	80,0
Tratamiento Integral de Almazán, S.L., en liquidación	España	Generación de Electricidad	I.G.	90,0	90,0
Iberáfrica Power Ltd.	Kenia	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía Bii Hoxo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	México	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Panamá	Generación de Electricidad	I.G.	51,0	38,3
Generadora Palamara La Vega, S.A.	Rep. Dominicana	Generación de Electricidad	I.G.	100,0	75,0
Lígnitos de Meirama, S.A.	España	Minería	I.G.	100,0	100,0
Kangra Coal (Proprietary), Ltd.	Sudáfrica	Minería	I.G.	70,0	70,0
Weigedacht Exploration Company, Ltd	Sudáfrica	Minería	I.G.	100,0	70,0
Gas Natural Informática, S.A.	España	Servicios Informáticos	I.G.	100,0	100,0
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC	Arabia Saudí	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	78,8
Gas Natural Fenosa Engineering Brasil, S.A.	Brasil	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.S.	Colombia	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A.S.	Colombia	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A. COSTA RICA	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A.	Costa Rica	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Soluziona Technical Services, Lic. En Liquidación	Egipto	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.L.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento Energy, S.A.	España	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A. GUATEMALA	Guatemala	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Spanish Israeli Operation and Maintenance Company, Ltd.	Israel	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen. México, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operación y Mantenimiento La Caridad, S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V.	México	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Fenosa Engineering Panamá, S.A.	Panamá	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Technology INC	Puerto Rico	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd	Uganda	Servicios Ingeniería	I.G.	100,0	75,0
Natural Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Capital Markets, S.A.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Financiación, S.A.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0

Unión Fenosa Preferentes, S.A.U.	España	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc.	Estados Unidos	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Finance B.V.	Holanda	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Clover Financial and Treasury Services, Ltd.	Irlanda	Servicios financieros	I.G.	100,0	100,0
Natural Services, S.A.	Argentina	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural do Brasil, S.A.	Brasil	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios Económicos, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios Integrales, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Servicios, S.A.S.	Colombia	Servicios	I.G.	100,0	59,0
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	España	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	España	Servicios	I.G.	98,5	98,5
General de Edificios y Solares, S.L.	España	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Italia S.P.A.	Italia	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Administración y Servicios ECAP, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Administradora de Servicios de Energía México, S.A. de CV	México	Servicios	I.G.	100,0	85,0
Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	100,0	85,3
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	I.G.	100,0	85,0
Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (3)	México	Servicios	I.G.	85,0	85,0
Gas Natural Fenosa Servicios Panamá, S.A.	Panamá	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Inversiones Hermill, S.A.	Rep. Dominicana	Servicios	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural SDG Argentina, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Invergas, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	96,5	72,3
Gas Natural Fenosa Chile, SpA	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Global Power Generation Chile, S.p.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Internacional, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Energía, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
La Propagadora del Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Unión Fenosa Minería, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Gas Natural Fenosa Minería, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
GPG México Wind, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0



2

GPG México, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	I.G.	95,0	71,3
First Independent Power, Ltd.	Kenia	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Unión Fenosa México, S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Generación Eléctrica del Caribe, S.A.	Panamá	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	75,0
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd	Sudáfrica	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	100,0
Grupo CGE:					
Compañía General de Electricidad, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	97,4	97,4
Gas Sur S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	55,1
Metrogas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,2	36,9
Agua Negra S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,4
Energía San Juan S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	99,9	97,3
International Financial Investments S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,4
Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	I.G.	98,0	95,4
CGE Argentina S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	97,4
CGE Distribución S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,3	96,7
CGE Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,9	97,3
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,3	96,7
Emel Norte S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,2	95,6
Emelat Inversiones S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,4	94,1
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	100,0	86,7
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	98,4	95,2
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	92,7	86,4
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	94,2	87,0
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	88,6	84,3
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	55,2	53,7
Transnet S.A.	Chile	Distribución de electricidad	I.G.	99,6	97,0
Autogasco S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	55,1
Gasco GLP S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	55,1
Gasco S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	56,6	55,1
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	31,3
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	I.G.	60,0	33,1
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	Infraestructuras de gas	I.G.	56,7	31,3
Gasmar S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	63,8	35,2



Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	70,0	38,6
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	100,0	38,6
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petróleo	I.G.	70,0	27,0
Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	55,1
Centrogas S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	36,9
Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	36,9
Energy Sur S.A.	Chile	Servicios	I.G.	55,0	53,6
Enerplus S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	Servicios	I.G.	99,9	36,9
Hormigones del Norte S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Inversiones San Sebastian S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	53,7
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Novanet S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Tecnet S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios	I.G.	100,0	97,4
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Servicios	I.G.	85,0	46,9
TV Red S.A.	Chile	Servicios	I.G.	90,0	48,3
Gasco Argentina S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	55,1
Gasco International S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	55,1
Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	55,1
Inversiones Invergas S.A.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,0	55,1
Innergy Holdings S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	60,0	33,1
Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	33,1
Innergy Transportes S.A.	Chile	Distribución de gas	I.G.	100,0	33,1

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación.

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(3) El porcentaje de participación es el correspondiente a las acciones de titularidad legal y el correspondiente al compromiso de recompra de acciones por los porcentajes indicados en la Nota 18, que también se asignan a la Sociedad dominante.

2. Sociedades de negocios conjuntos

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				Control (2)	Patrimonial
Grupo UF Gas:					
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	50,0	50,0
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	40,7
Spanish Egyptian Gas Company S.A.E.	Egipto	Infraestructuras de gas	M.P.	80,0	40,0
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Infraestructuras de gas	M.P.	50,0	21,3
Regasificadora del Noroeste, S.A.	España	Infraestructuras de gas	M.P.	21,0	11,6
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.U.	España	Infraestructuras de gas	M.P.	100,0	50,0
Qalhat LNG S.A.O.C.	Omán	Infraestructuras de gas	M.P.	7,4	3,7
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	100,0	50,0
Infraestructuras de Gas, S.A.	España	Sociedad de cartera	M.P.	85,0	42,5
Gasifica, S.A.	España	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	55,0
Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	50,0
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Distribución de gas	M.P.	51,3	43,6
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Distribución de electricidad	M.P.	46,4	46,4
Eléctrica Conquense de Distribución, S.A.	España	Distribución de electricidad	M.P.	100,0	46,4
CH4 Energía S.A. de C.V.	México	Aprovisionamiento y comercialización de gas	M.P.	50,0	42,5
ENER RENOVA, S.A.	Chile	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
Alas Capital & Gas Natural S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
Castros, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	36,3	36,3
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
ENER Renova España, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	40,0	40,0
Energías Eólicas de Fuerteventura, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0



Molinos de la Rioja, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Montouto 2000, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	49,0	49,0
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
P.E. Cinseiro, S.L.	España	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
Sociedad Gestora de Parques Eólicos Andalucía, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	21,0	21,0
Toledo PV, A.E.I.E	España	Generación de Electricidad	M.P.	33,3	33,3
Línea de Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Chile	Generación de Electricidad	M.P.	50,0	50,0
EcoEléctrica Holding, Ltd.	Islas Cayman	Sociedad de cartera	M.P.	50,0	50,0
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	Generación de Electricidad	M.P.	100,0	100,0
EcoEléctrica Limited	Islas Cayman	Sociedad de cartera	M.P.	100,0	100,0
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Servicios Ingeniería	M.P.	41,2	41,2
Grupo CGE:					
Gascart S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	27,6
Gasnor S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	97,4	17,6
Gasmarket S.A.	Argentina	Distribución de gas	M.P.	50,0	27,6
Norelec S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	50,0	48,7
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	48,7
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	80,5	48,7
Empresa Jujeña de Energía S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	53,8
Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A.	Argentina	Distribución de electricidad	M.P.	90,0	43,8
Gasoductos GasAndes, S.A. (Argentina)	Argentina	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	17,4
Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	50,0	18,5
Gas Natural Producción, S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	36,2	19,9
Gasoductos GasAndes, S.A. (Chile)	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	47,0	17,4
GNL Chile S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	33,3	12,3
GNL Quintero S.A.	Chile	Infraestructuras de gas	M.P.	20,0	7,4
Huapén Gas S.A.	Chile	Gas Licuado del Petróleo	M.P.	50,0	17,6
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Servicios	M.P.	50,0	48,7

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación.

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial

3. Entidades de operaciones conjuntas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación	
				Control (2)	Patrimonial
Cilento Reti Gas, S.R.L.	Italia	Distribución de gas	I.P.	60,0	60,0
Bezana / Beguenzo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	50,0	50,0
Boquerón	España	Infraestructuras de gas	I.P.	4,5	4,5
Casablanca	España	Infraestructuras de gas	I.P.	9,5	9,5
Chipirón	España	Infraestructuras de gas	I.P.	2,0	2,0
Gas Natural West África, S.L.	España	Infraestructuras de gas	I.P.	40,0	40,0
Montanazo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	17,7	17,7
Rodaballo	España	Infraestructuras de gas	I.P.	4,0	4,0
Tánger Larrache	Marruecos	Infraestructuras de gas	I.P.	24,0	24,0
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Generación de Electricidad	I.P.	19,1	19,1
Central Térmica de Anllares, A.I.E.	España	Generación de Electricidad	I.P.	66,7	66,7
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	España	Generación de electricidad	I.P.	11,3	11,3
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	España	Generación de electricidad	I.P.	34,5	34,5
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca	España	Generación de electricidad	I.P.	50,0	50,0
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	España	Generación de electricidad	I.P.	66,7	66,7
Eólica Tramuntana 21, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana 22, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana 23, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana 71, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana 72, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana 73, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
Eólica Tramuntana, S.L.	España	Generación de Electricidad	I.P.	60,0	60,0
UTE ESE Clece - Gas Natural	España	Servicios	I.P.	50,0	50,0

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.I.P. Método de la Participación

4. Sociedades asociadas

Sociedad	País	Actividad	Método de Consolidación (1)	% Participación Total	
				Control (2)	Patrimonial
Enevent, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	26,0	26,0
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	20,0	20,0
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	18,0	18,0
Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.	España	Generación de Electricidad	M.P.	49,0	49,0
Bluemobility System, S.L. En Liquidación	España	Servicios	M.P.	20,0	20,0
Kromschroeder, S.A.	España	Servicios	M.P.	44,5	44,5
Torre Marenostrum, S.L.	España	Servicios	M.P.	45,0	45,0
CER's Commercial Corp	Panamá	Servicios	M.P.	25,0	18,8
Grupo CGE:					
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petroleo	M.P.	28,2	10,9
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Licuado del Petroleo	M.P.	33,3	12,9
Campanario Generación S.A.	Chile	Servicios	M.P.	20,0	11,0

(1) Método de consolidación: I.G. Integración Global, I.P. Integración Proporcional y M.P. Método de la Participación

(2) Porcentaje correspondiente de la Sociedad Matriz sobre la filial



ANEXO II Variaciones en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2015 fueron las siguientes:

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
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	Liquidación	2 de enero	20,0	-	-
Gas Natural Fenosa Furnizare Energie, S.R.L.	Constitución	31 de enero	100,0	100,0	Global
Compañía General de Electricidad, S.A.- CGE	Adquisición	31 de enero	0,2	96,9	Global
	Adquisición	28 de febrero	0,4	97,3	Global
	Adquisición	31 de marzo	0,1	97,4	Global
	Adquisición	24 de marzo	51,1	51,1	Global
Malaró Energía Sostenible, S.A.	Adquisición	9 de abril	24,9	63,93	Global
Palencia 3 Investigación y Desarrollo y Exp. S.L.	Adquisición	10 de abril	50,0	50,0	Participación
Genroque, S.L.	Constitución	10 de abril	50,0	50,0	Participación
Puente Mayorga Generación, S.L.	Constitución	10 de abril	50,0	50,0	Participación
First Independent Power, Ltd.	Adquisición	14 de abril	10,4	100,0	Global
Iberáfrica Power Ltd.	Adquisición	14 de abril	10,4	100,0	Global
Gas Natural Aragón SDG, S.A.	Constitución	18 de junio	100,0	100,0	Global
Gas Natural Infraestructuras Distribución Gas SDG, S.A.	Constitución	18 de junio	100,0	100,0	Global
Gasmar, S.A.	Adquisición	25 de junio	12,8	63,8	Global
Gas Directo, S.A.	Adquisición	10 de julio	70,0	100,0	Global
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	Enajenación	28 de julio	44,9	-	Participación
Banteay Srei, S.L.	Adquisición	16 de septiembre	100,0	100,0	Global
Lanzagorta Comunicaciones, S.L.	Adquisición	16 de septiembre	100,0	100,0	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	2 de septiembre	0,4	96,5	Global
Global Power Generation, S.A.	Ampliación capital	5 de octubre	25,0	75,0	Global
Metrogas	Adquisición	10 de octubre	8,3	60,2	Global
Gecal Renovables, S.A.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Estela Eólica, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Nerea, S.L.	Adquisición	13 de octubre	85,5	85,5	Global
P.E. Los Pedreros, S.L.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Peñaroldana, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. El Hierro, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. Montamarta, S.L.	Adquisición	13 de octubre	95,0	95,0	Global
P.E. La Rabia, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Cova da serpe, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Eólica La Vega I, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Eólica La Vega II, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Ampliación de Nerea, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
P.E. Las Claras, S.L.U.	Adquisición	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Arañuelo Solar, S.L.	Adquisición	13 de octubre	60,0	60,0	Global
P.E. Cinseiro, S.L.	Adquisición	13 de octubre	50,0	50,0	Participación
Sociedad Gestora de Parques Eólicos Andalucía, S.A.	Adquisición	13 de octubre	21,0	21,0	Participación
Ener Renova España, S.L.	Adquisición	13 de octubre	40,0	40,0	Participación
Ener Renova, S.A.	Adquisición	13 de octubre	40,0	40,0	Participación
Puente Mayorga, S.L.	Enajenación	28 de octubre	50,0	-	-
Genroque, S.L.	Adquisición	28 de octubre	50,0	100,0	Global
Palawan Sulu Sea Gas, INC	Liquidación	30 de noviembre	50,0	-	-
Parque Eólico Sierra del Merengue S.L en Liq.	Liquidación	30 de noviembre	50,0	-	-
Gas Natural Balears, S.A.	Constitución	30 de noviembre	100,0	100,0	Global
Global Power Generation Chile, S.p.A.	Constitución	4 de diciembre	100,0	100,0	Global
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Adquisición	15 de diciembre	51,0	51,0	Global
Línea de Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Adquisición	15 de diciembre	50,0	50,0	Participación
P.E. Nerea, S.L.	Adquisición	17 de diciembre	9,5	95,0	Global
3G Holdings Limited	Liquidación	30 de diciembre	10,0	-	-
Gasco Gran Cayman Ltd. (Sociedad Chilena)	Liquidación	31 de diciembre	55,1	-	-
Arañuelo Solar, S.L.	Liquidación	31 de diciembre	60,0	60,0	-



Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2014 fueron las siguientes:

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
Kromschroeder, S.A.	Reducción capital	21 de enero	2,0	44,5	Participación
Generación Eléctrica del Caribe, S.A.	Constitución	31 de enero	100,0	100,0	Global
Barras Eléctricas Generación, S.L.	Enajenación	14 de abril	44,9	-	
Unión Fenosa Internacional B.V.	Liquidación	8 de mayo	100,0	-	
Energía del Río San Juan Corp.	Liquidación	12 de mayo	100,0	-	
Spanish Israeli operation and maintenance Company, Ltd.	Constitución	25 de mayo	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, SLU	Constitución	3 de junio	100,0	100,0	Global
Alliance, S.A.	Enajenación	30 de junio	49,9	-	
Capital Telecom Honduras, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Colombia, S.A.	Enajenación	30 de junio	88,2	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Costa Rica, S.A.	Enajenación	30 de junio	86,7	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones El Salvador, S.A. de C.V.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Guatemala, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Nicaragua, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones Panamá, S.A.	Enajenación	30 de junio	90,2	-	
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.	Enajenación	30 de junio	100,0	-	
P.H. La Perla, S.A.	Constitución	4 de julio	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, SAS	Constitución	31 de julio	100,0	100,0	Global
Caribe Capital B.V.	Liquidación	30 de septiembre	100,0	-	
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U.	Liquidación	30 de septiembre	100,0	-	
SocoInve, C.A	Liquidación	7 de octubre	100,0	-	
GN Fenosa Chile, SpA	Constitución	10 de octubre	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa Servicios Panamá S.A.	Constitución	13 de octubre	100,0	100,0	Global
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Berrybank development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Crookwell development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Ryan Corner development Pty, Ltd	Adquisición	28 de octubre	0,5	96,1	Global
Iberáfrica Power Ltd	Adquisición	11 de julio	17,9	89,6	Global
Hispanogalaica de Extracciones, S.L.	Liquidación	14 de noviembre	100,0	-	-
Compañía General de Electricidad, S.A. - CGE	Adquisición	14 de noviembre	96,7	96,7	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 Informática, S.A.
Boreas Eólica 2, S.A.	Gas Natural Infraestructuras Distribución Gas SDG, S.A.
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A.	Gas Natural Madrid SDG, S.A.
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	Gas Natural Rioja, S.A.
Energías Especiales Alcoholeras, S.A.	Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.
Europe Mahgreb Pipeline Limited	Gas Natural Transporte SDG, S.L.
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	Gas Natural Wind 4, S.L.U.
Fenosa Wind, S.L.	Gas Navarra, S.A.
Fenosa, S.L.U.	General de Edificios y Solares, S.L.
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	Global Power Generation, S.A.U
Gas Natural Andalucía, S.A.	Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A.
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A.	JGC Cogeneración Daimiel, S.L.
Gas Natural Aragón, S.A.	La Energía, S.A.
Gas Natural Balears, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.
Gas Natural Capital Markets, S.A.	La Propagadora del Gas Latam, S.L.U.
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	Lignitos de Meirama, S.A.
Gas Natural Castilla y León, S.A.	Operación y Mantenimiento Energy, S.A.
Gas Natural Cegas, S.A.	Petroleum, Oil&Gas España, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.	Sagane, S.A.
Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A.	Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L.
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Societat Eòlica de l'ENDERROCADA, S.A.
Gas Natural Exploración, S.L.	Tratamiento Cinca Medio, S.L.
Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L.	Tratamiento de Almazán, S.L.
Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.	Unión Fenosa Financiación, S.A.
Gas Natural Fenosa Generación Nuclear, S.L.	Gas Natural Fenosa Internacional, S.A.
Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.	Unión Fenosa Minería, S.A.
Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, S.L.U.	Unión Fenosa Preferentes, S.A.U.
Gas Natural Fenosa LNG, S.L.	Hispanogalaica de Extracciones, S.L.



GAS NATURAL FENOSA

Las 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 y Memoria consolidada – del ejercicio 2015 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 29 de enero de 2016 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 Niubó~~
Vicepresidente

~~D. Rafael Villaseca Marco~~
Consejero Delegado

~~D. Ramón Adell Ramón~~
Consejero

~~D. Enrique Alcántara García~~
Irazoqui
Consejero

~~D. Xabier Añoveros Trías de Bes~~
Consejero

~~D. Francisco Belil Creixell~~
Consejero

~~D. Demetrio Carceller Arce~~
Consejero

~~D. Isidro Fainé Casas~~
Consejero

~~Dña. Benita María Ferrero-
Waldner~~
Consejera

~~Dña. Cristina Garmendia
Mendizábal~~
Consejera

~~D. Emiliano López Achurra~~
Consejero

~~D. Miguel Martínez San Martín~~
Consejero

~~D. Heribert Padrol Munté~~
Consejero

~~D. Juan Rosell Lastortras~~
Consejero

~~D. Luis Suárez de Lezo Mantilla~~
Consejero

~~D. Miguel Valls Maseda~~
Consejero

**Gas Natural Fenosa
Informe 2015**



Informe de Gestión consolidado



Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015

Índice

1. Situación de la entidad	1
2. Evolución y resultado de los negocios	4
3. Sostenibilidad	40
4. Principales riesgos e incertidumbres	46
5. Evolución previsible del grupo	50
6. Actividades de I+D+i	51
7. Informe Anual de Gobierno Corporativo	53
8. Acciones propias	53
9. Hechos posteriores	53

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 23 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 (España, resto de Europa y Latinoamérica)**

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. Es líder en Latinoamérica donde está presente en México, Colombia, Brasil, Argentina y Perú.

- **Distribución de electricidad (España, resto de Europa y Latinoamérica)**

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. En Latinoamérica está presente en Panamá y Colombia donde es considerado como uno de los principales operadores de la región.

- **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 e Internacional)**

Gas Natural Fenosa tiene un amplio conocimiento en todas las tecnologías de generación y cuenta con una infraestructura 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.

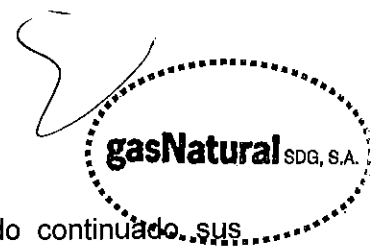
En el negocio internacional Gas Natural Fenosa, a través de Global Power Generation, está presente en México, Puerto Rico, República Dominicana, Costa Rica, Panamá, Kenia y Australia.

- **Compañía General de Electricidad (GCE)**

Gas Natural Fenosa, a través del grupo chileno CGE adquirido en noviembre de 2014, es el operador líder de las actividades de distribución y transmisión eléctrica y de distribución de gas natural y gas natural licuado del petróleo (GLP) en Chile. En diciembre 2015 la actividad de gas natural licuado del petróleo en Chile ha sido clasificada como operaciones interrumpidas (ver Nota 9 de la memoria consolidada).

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, que están formadas principalmente 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. También el Comité de Dirección desempeña un papel relevante. En 2015, Gas Natural Fenosa ha adaptado sus normas de gobierno corporativo a los requerimientos contenidos en la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y a las nuevas Recomendaciones del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas de febrero de 2015.

Una descripción más detallada de las mismas se puede consultar en el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2015 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 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

Tal y como se indica en la Nota 3.3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas, los activos y pasivos del negocio de gas licuado del petróleo en Chile han sido reclasificados a mantenidos para la venta y la actividad ha sido calificada como operaciones interrumpidas. Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5 "Activos mantenidos para la venta y actividades interrumpidas" la cuenta de resultados de dicho negocio se presenta en una sola línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 2014 ha sido re-expresada ha efectos comparativos.

2.1. Principales hitos del ejercicio 2015

El beneficio neto del ejercicio 2015 se sitúa en 1.502 millones de euros y aumenta en un 2,7%, alcanzando el objetivo previsto en el plan estratégico 2013-2015.

El ebitda consolidado del año alcanza los 5.264 millones de euros con un aumento del 8,6% respecto al de 2014.

La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014, aporta 499 millones de euros al ebitda consolidado en 2015 (28 millones de euros en 2014) y compensa por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-Ley 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas en España con efectos desde el día 5 de julio de 2014 que asciende a 59 millones de euros y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de 32 millones de euros, desinvertida en junio de 2014.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa, que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., ha alcanzado un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene una participación del 21,9% en Gasco S.A., denominado "Familia Pérez Cruz", para la división de dicha sociedad en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo que se transmitirá a la Familia Pérez Cruz. Una vez materializada la división, cada una de las partes lanzará una oferta pública de adquisición de acciones para incrementar su participación hasta un máximo del 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la oferta pública.

A 31 de diciembre de 2015 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 45,8% frente al 48,5% en el año anterior y el ratio Deuda financiera neta/Ebitda en 3,0 veces, cumpliendo de esta forma el objetivo previsto en el plan estratégico 2013-2015.

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2015 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 933 millones de euros a dividendos, un 2,7% más que el año anterior, en línea con el incremento del beneficio neto y mantener el *pay out* en el 62,1%. El pago del dividendo complementario de 0,525 euros por acción será realizado en efectivo.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	26.015	24.697	5,3
Ebitda ^{1 y 2}	5.264	4.845	8,6
Beneficio de explotación	3.261	3.185	2,4
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	1.502	1.462	2,7
Flujos de efectivo actividades explotación	3.500	2.808	24,6
Inversiones	2.082	4.342	(52,0)
Patrimonio neto	18.518	18.020	2,8
Patrimonio neto atribuido	14.367	14.141	1,6
Deuda financiera neta (a 31/12)	15.648	16.942	(7,6)

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

² El ebitda proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 5.359 millones de euros.

Principales ratios financieros

	2015	2014
Endeudamiento ¹	45,8%	48,5%
Ebitda / Resultado financiero	5,9x	6,1x
Deuda financiera neta / Ebitda ²	3,0x	3,5x
Ratio de liquidez ³	1,2x	1,3x
Ratio de solvencia ⁴	1,0x	1,1x
Rentabilidad sobre el patrimonio neto ⁵	10,5%	10,3%
Retorno de los activos ⁶	3,1%	2,9%

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

² El ratio proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 3,2x.

³ Activos corrientes/Pasivos corrientes

⁴ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes

⁵ ROE: Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido

⁶ ROA: Resultado atribuible/Total activos

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2015	2014
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 31/12 (euros)	18,82	20,81
Capitalización bursátil (millones de euros)	18.828	20.824
Beneficio por acción (euros)	1,57	1,46
Patrimonio neto atribuible por acción (euros)	14,36	14,13
Relación cotización-beneficio (PER)	12,5x	14,2x
EV/ Ebitda ^{1 y 2}	6,5x	7,8x
Pay-out (%)	62,1	62,1
Dividendo total ³ (millones de euros)	933	909
Dividendo por acción	0,93	0,91

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

² El ratio proforma estimado de 2014, considerando que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 7,0x.

³ Considerando el importe total equivalente destinado a dividendos. En 2015, incluye dividendo complementario por 525 millones de euros pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas.

Principales magnitudes físicas

	2015	2014	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :			
Europa	181.212	175.223	3,4
Latinoamérica	248.536	249.067	(0,2)
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12):			
Europa	5.724	5.683	0,7
Latinoamérica	6.886	6.593	4,4
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :			
Europa	34.676	34.262	1,2
Latinoamérica	18.200	17.150	6,1
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12):			
Europa	4.550	4.529	0,5
Latinoamérica	3.144	3.032	3,7
TIEPI ² (minutos)	44	48	(8,3)
Gas:			
Suministro de gas (GWh):			
España	316.268	310.629	1,8
Resto	185.851	190.069	(2,2)
	130.417	120.560	8,2
Transporte de gas – EMPL (GWh)	112.861	120.558	(6,4)

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

	2015	2014	%
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	49.548	48.282	2,6
España:	31.568	30.542	3,4
Hidráulica	2.457	4.275	(42,5)
Nuclear	4.544	4.425	2,7
Carbón	7.973	5.622	41,8
Ciclos combinados	14.494	14.143	2,5
Renovable y Cogeneración	2.100	2.077	1,1
Global Power Generation:	17.980	17.740	1,4
Hidráulica	481	233	106,4
Ciclos combinados	15.519	15.898	(2,4)
Fuel – gas	1.130	1.356	(16,6)
Eólica	850	253	236,0
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.471	14.785	4,6
España:	12.769	12.122	5,3
Hidráulica	1.954	1.948	0,3
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y Cogeneración	1.145	902	26,9
Global Power Generation:	2.702	2.663	1,5
Hidráulica	123	73	68,5
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	310	321	(3,4)
Eólica	234	234	-
Comercialización de electricidad (GWh)	35.241	34.718	1,5
CGE¹:			
Distribución de gas:			
Ventas actividad de gas (GWh)	44.083	3.172	-
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	562	540	4,1
Distribución de electricidad:			
Ventas actividad de electricidad (GWh)	15.856	1.397	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	2.928	2.854	2,6
Energía eléctrica transportada (GWh)	14.497	2.938	-

¹Los datos de CGE de 2014 corresponden a las magnitudes desde la fecha de incorporación al grupo en noviembre 2014. No incluye magnitudes físicas correspondientes a las operaciones interrumpidas (Nota 3.3 y 9 de la memoria consolidada).

2.3. Análisis de resultados consolidado

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., ha alcanzado un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene una participación del 21,9% en Gasco S.A., denominado "Familia Pérez Cruz", para la división de dicha sociedad en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo, que se transmitirá a la Familia Pérez Cruz. Una vez materializada la división, cada una de las partes lanzará una oferta pública de adquisición de acciones para adquirir el control o incrementar su participación hasta un máximo del 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la oferta pública.

Como consecuencia del acuerdo anterior, es altamente probable que Gas Natural Fenosa desinvierta su participación en el negocio de gas licuado del petróleo en Chile, por lo que, a 31 de diciembre 2015 los activos netos de este negocio han sido clasificados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas".

Por otro lado, se ha considerado que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto. Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5, se presenta en la cuenta de resultados consolidada el resultado procedente de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se presenta del mismo modo la información comparativa del periodo anterior re-expresada, sin impacto alguno en el resultado neto.

Importe neto de la cifra de negocios

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	4.672	18,0	4.739	19,2	(1,4)
<i>España</i>	1.191	4,6	1.200	4,9	(0,8)
<i>Italia</i>	92	0,4	88	0,4	4,5
<i>Latinoamérica</i>	3.389	13,0	3.451	13,9	(1,8)
Distribución de electricidad	3.330	12,8	3.253	13,2	2,4
<i>España</i>	838	3,2	824	3,3	1,7
<i>Moldavia</i>	260	1,0	235	1,0	10,6
<i>Latinoamérica</i>	2.232	8,6	2.194	8,9	1,7
Gas	11.077	42,6	12.121	49,1	(8,6)
<i>Infraestructuras</i>	317	1,2	314	1,3	1,0
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	10.760	41,4	11.807	47,8	(8,9)
Electricidad	6.585	25,3	6.768	27,4	(2,7)
<i>España</i>	5.779	22,2	5.822	23,6	(0,7)
<i>Global Power Generation</i>	806	3,1	946	3,8	(14,8)
CGE	2.979	11,5	227	0,9	-
Otras actividades	489	1,9	628	2,5	(22,1)
Ajustes de consolidación	(3.117)	(12,1)	(3.039)	(12,3)	2,6
Total	26.015	100,0	24.697	100,0	5,3

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2015 asciende a 26.015 millones de euros y registra un aumento del 5,3% respecto al del año anterior,

en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación desde el 30 de noviembre de 2014 de Compañía General de Electricidad.

Ebitda

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	1.575	29,9	1.542	31,8	2,1
<i>España</i>	872	16,5	871	17,9	0,1
<i>Italia</i>	66	1,3	66	1,4	-
<i>Latinoamérica</i>	637	12,1	605	12,5	5,3
Distribución de electricidad	1.023	19,4	970	20,0	5,5
<i>España</i>	607	11,5	585	12,0	3,8
<i>Moldavia</i>	38	0,7	37	0,8	2,7
<i>Latinoamérica</i>	378	7,2	348	7,2	8,6
Gas	1.081	20,5	1.190	24,6	(9,2)
<i>Infraestructuras</i>	293	5,6	288	5,9	1,7
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	788	14,9	902	18,7	(12,6)
Electricidad	1.002	19,0	1.003	20,7	(0,1)
<i>España</i>	741	14,0	782	16,1	(5,2)
<i>Global Power Generation</i>	261	5,0	221	4,6	18,1
CGE	499	9,5	28	0,6	-
Otras actividades	84	1,7	112	2,3	(25,0)
Total	5.264	100,0	4.845	100,0	8,6

El ebitda consolidado del ejercicio 2015 aumenta en 419 millones de euros y alcanza los 5.264 millones de euros, con un aumento del 8,6% respecto al 2014. De no haber sido re-expresado 2015 (112 millones de euros) y 2014 (8 millones de euros) el ebitda hubiera crecido en un 10,8%.

La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014, por tanto, en el año anterior con que se compara, solo tuvo contribución en el mes de diciembre de 2014 frente al año completo en el presente ejercicio, aporta 499 millones de euros al ebitda consolidado en 2015 (28 millones de euros en 2014) y compensa por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-Ley 8/2014 que afecta a las actividades reguladas de gas en España con efectos desde el día 5 de julio de 2014, que asciende a 59 millones de euros y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de 32 millones de euros, desinvertida en junio de 2014.

Asimismo, la evolución de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el ebitda del año 2015 positivo de 41 millones de euros respecto al de 2014 y ha ido causado, fundamentalmente, por la apreciación del dólar frente al euro que mitiga el efecto de la depreciación de otras monedas, fundamentalmente el peso colombiano y el real brasileño.

La actividad regulada de gas supone un 29,9% del total consolidado y le sigue la actividad de gas que representa un 20,5%, la actividad de distribución de electricidad con un 19,4% y la generación de electricidad con un 19,0%. La recién adquisición de CGE contribuye con un 9,5%.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta en un 16,9% por la incorporación de CGE y representa un 48,0% del total consolidado frente a un 44,7% en el año anterior. Por el otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 2,0% y reduce su peso relativo en el total consolidado al 52,0% respecto el 55,3% del año anterior.

Resultado de explotación

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	1.131	34,7	1.096	34,4	3,2
<i>España</i>	579	17,8	572	18,0	1,2
<i>Italia</i>	42	1,3	39	1,2	7,7
<i>Latinoamérica</i>	510	15,6	485	15,2	5,2
Distribución de electricidad	598	18,3	527	16,5	13,5
<i>España</i>	388	11,8	370	11,6	4,9
<i>Moldavia</i>	32	1,0	31	1,0	3,2
<i>Latinoamérica</i>	178	5,5	126	3,9	41,3
Gas	911	27,9	995	31,2	(8,4)
<i>Infraestructuras</i>	198	6,1	198	6,2	-
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	713	21,8	797	25,0	(10,5)
Electricidad	299	9,2	315	9,9	(5,1)
<i>España</i>	172	5,3	198	6,2	(13,1)
<i>Global Power Generation</i>	127	3,9	117	3,7	8,5
CGE	342	10,5	15	0,5	-
Otras actividades	(20)	(0,6)	237	7,5	-
Total	3.261	100,0	3.185	100,0	2,4

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de diciembre de 2015 ascienden a 1.750 millones de euros y registran un aumento del 8,3%. Las dotaciones a provisiones por morosidad se sitúan en 258 millones de euros frente a 302 millones de euros en el año 2014, registrando un descenso del 14,6% y, a pesar de unos resultados procedentes de la enajenación de activos en 2015 muy inferiores (5 millones de euros en 2015 frente a 258 millones de euros en 2014), el resultado de explotación se sitúa en 3.261 millones de euros un 2,4% superior al del año anterior.

Resultado financiero

El resultado financiero de 2015 es de 894 millones de euros (799 millones de euros en 2014) superior al mismo período del año anterior debido a la ampliación del perímetro con la consolidación de CGE desde finales de 2014, si bien la deuda financiera y el coste sin dicha incorporación habrían disminuido.

Resultado de entidades por el método de la participación

En el año 2015 el resultado de entidades por el método de participación es de 4 millones de euros negativo frente a 474 millones de euros negativos en 2014, puesto que 2014 incluía dotaciones por deterioro de las participaciones en Unión Fenosa Gas y de Nueva Generadora del Sur.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción es inferior a la del año anterior en un 19,9% como consecuencia de la mayor duración y alcance de la parada programada de la central en relación con el año anterior; así como por el adelanto de la parada mayor de la unidad 2, que estaba considerada en 2016, debido a los daños sufridos en la misma tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado aumenta ligeramente respecto al mismo período del año anterior por el efecto del tipo de cambio.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (magnitudes al 100%) en 2015 ha alcanzado un volumen de 33.389 GWh frente a 38.705 GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 21.782 GWh a través de

operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, frente a 23.992 GWh del 2014.

Impuesto sobre beneficios

El 27 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, estableciéndose una disminución del tipo general de gravamen en España del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

A pesar de la disminución del tipo de gravamen teórico la tasa efectiva del ejercicio 2015 ha ascendido al 24,2%, frente a un 13,4% en ejercicio 2014, como consecuencia de que en el ejercicio 2014 se incluían como disminuciones no recurrentes del impuesto teórico básicamente la revaluación de los impuestos diferidos por la reforma tributaria en España y la aplicación de la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios por la plusvalía de la enajenación de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones.

Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden fundamentalmente a los resultados de las participaciones no dominantes en CGE, en EMPL, en GPG, en las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México y a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia así como a los intereses devengados correspondientes a las emisiones de obligaciones perpetuas subordinadas.

El resultado atribuido a las participaciones no dominantes en el ejercicio 2015 asciende a 322 millones de euros, frente a 196 millones de euros en el año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de CGE (81 millones de euros) y al registro de los intereses devengados por las obligaciones perpetuas subordinadas (53 millones de euros).

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2015	2014	%
Inversiones materiales e intangibles	1.767	1.752	0,9
Inversiones financieras	315	2.590	(87,8)
Total inversiones	2.082	4.342	(52,0)

Las inversiones materiales e intangibles del año 2015 alcanzan los 1.767 millones de euros, con una disminución del 0,9% respecto a las del año anterior. En esta evolución debe tenerse en consideración la incorporación del buque metanero Ribera del Duero en marzo de 2014 de 170.000 m³ de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero, por 177 millones de euros, así como la incorporación de las inversiones de CGE en 2015 con una inversión de 265 millones de euros. Ajustando dichos importes, las inversiones materiales e intangibles disminuyen en un 4,6%.

Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición adicional del 8,3% de la filial Metrogas, S.A. (Chile) por 116 millones de euros, Gecalsa por 104 millones de euros, un 12,75% adicional de la filial Gasmar, S.A. (Chile) por 34 millones de euros, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por 27 millones de euros y a una adquisición adicional del 0,65% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por 18 millones de euros.

Las inversiones financieras en 2014 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición del 96,72% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por 2.519 millones de euros, además de las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por 58 millones de euros.

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

	2015	2014	%
Distribución de gas	735	708	3,8
<i>España</i>	435	335	29,9
<i>Italia</i>	25	25	-
<i>Latinoamérica</i>	275	348	(21,0)
Distribución de electricidad	402	356	12,9
<i>España</i>	249	218	14,2
<i>Moldavia</i>	9	15	(40,0)
<i>Latinoamérica</i>	144	123	17,1
Gas	50	228	(78,1)
<i>Infraestructuras</i>	12	192	(93,8)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	38	36	5,6
Electricidad	162	261	(37,9)
<i>España</i>	104	95	9,5
<i>Global Power Generation</i>	58	166	(65,1)
CGE	265	39	-
Otras actividades	153	160	(4,4)
Total	1.767	1.752	0,9

El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 3,8% y representa el 41,6% del total consolidado, donde destaca el crecimiento en España. En cuanto a la distribución de electricidad aumenta en un 12,9% y supone un 22,8% del total. Asimismo, la inversión en CGE representa otro 15,0% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen en un 2,7% (un aumento del 18,4% si se excluye la inversión realizada en el buque metanero en el primer trimestre de 2014). Por su lado, las inversiones en el exterior aumentan en un 5,5% debido a la incorporación de CGE, sin considerar ese importe descenderían en un 29,4%.



Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2015 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.518 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.367 millones de euros y representa un crecimiento del 1,6% respecto al 31 de diciembre de 2014.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2015 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 2015, 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"	34,4
Grupo Repsol	30,0
Sonatrach	4,0

El 21 de abril de 2015 Gas Natural Fenosa cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por un importe de 500 millones de euros, amortizable a elección del emisor en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones, el 24 de abril de 2014 y, posteriormente, en cada fecha de pago del interés, con un cupón anual del 3,375% y un precio de emisión de los nuevos bonos del 98,65% de su valor nominal.

Gas Natural Fenosa, tras analizar las condiciones de esta emisión, de acuerdo con la NIC 32, ha procedido a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe "Participaciones no dominantes" incluido dentro del patrimonio neto del Balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2014, por considerar que la emisión no cumple las condiciones establecidas para su consideración como pasivo financiero, dado que Gas Natural Fenosa no mantiene el compromiso contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, estando las circunstancias que le obligan a ello enteramente a discreción de Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, con fecha 4 de mayo de 2015, Gas Natural Fenosa ofreció la recompra en efectivo de las acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes S.A.U. en 2005, por el 85% de su valor nominal. Una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto del cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 640 millones de euros, un 85,3% de la emisión, quedando en circulación el resto.

Para información adicional referirse a la Nota 13 de la Memoria Consolidada.

Ejercicio 2015

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2015 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General de Accionistas para su aprobación supone destinar 933 millones de euros a dividendos. Esta propuesta representa un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos del 5,0% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2015 de 18,82 euros por acción.

El pasado 8 de enero de 2016 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2015 de 0,4078 euros por acción en efectivo. Asimismo, de acuerdo a la propuesta, el pago del dividendo complementario de 0,5250 euros por acción será realizado también en efectivo.

Ejercicio 2014

La aplicación del resultado del ejercicio 2014 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015 supone destinar 909 millones de euros a dividendos y alcanzar un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,4% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2014 de 20,81 euros por acción.

Consecuentemente y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) ha supuesto distribuir un dividendo bruto total de 0,908 euros por acción, del que el 8 de enero de 2015 se abonó el dividendo a cuenta de 0,397 euros por acción y el 1 de julio de 2015 el dividendo complementario de 0,511 euros por acción, ambos en efectivo.

Deuda financiera neta

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	2015	2014	%
Deuda financiera neta	15.648	16.942	(7,6)

A 31 de diciembre de 2015 la deuda financiera neta alcanza los 15.648 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,8%.

La deuda neta está re-expresada por discontinuidad del negocio de GLP en Chile, cuyo impacto es de 315 millones de euros a 31 de diciembre de 2015.

Los ratios de Deuda neta/Ebitda y Ebitda/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de diciembre de 2015 en 3,0x y en 6,4x respectivamente, lo que supone continuar con la senda de fortalecimiento de los fundamentales de crédito en el año.

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2016	2017	2018	2019	Post 2020
Vencimientos de la deuda neta	582	1.902	2.518	2.788	7.858

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2015.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 84,1% tiene vencimiento igual o posterior al año 2018. La vida media de la deuda neta se sitúa ligeramente por encima de los 5 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 76,6% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 23,4% restante a tipo variable. El 3,7% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 96,3% restante a largo plazo.

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de diciembre de 2015 se sitúan en 5.790 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 3.395 millones de euros, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 700 millones de euros, y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.695 millones de euros.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 31 de diciembre de 2015 asciende a 10.605 millones de euros.

Siguiendo con la política financiera de Gas Natural Fenosa en relación tanto a la diversificación geográfica como de instrumentos financieros, se han efectuado diversas operaciones en los mercados de capitales. En primer lugar, el 13 de enero de 2015 Gas Natural Fenosa, a través de su programa EMTN, realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de 500 millones de euros y vencimiento en enero de 2025, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo anterior, la filial Gas Natural México colocó el 14 de julio de 2015 dos emisiones de bonos por un importe total de 2.800 millones de pesos mexicanos bajo su programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores. El tramo a 3 años con un importe de 1.500 millones de pesos mexicanos se cerró a tasa variable (TIIE) más un *spread* de 44 puntos básicos, mientras que el coste del tramo a 10 años e importe de MXN 1.300 millones fue del 7,67% anual. Para esta emisión, Gas Natural México recibió una calificación local de AAA por parte de Fitch Ratings y de AA+ por Standard & Poor's (S&P).

Durante el cuarto trimestre de 2015, se ha continuado con la gestión del disponible bancario y la reducción en sus márgenes para aprovechar el actual entorno favorable de los mercados financieros.

Adicionalmente, en octubre de 2015, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha aprobado un préstamo por importe de hasta 900 millones de euros, del cual un primer tramo, por importe de 600 millones de euros, se ha formalizado en diciembre de 2015. Este préstamo tiene como destino la financiación parcial de las inversiones de distribución de gas en España para los ejercicios 2015-2018.

Por otro lado, en 2016, se ha acordado amortizar la totalidad de las participaciones preferentes emitidas en mayo de 2003 cuyo saldo vivo en circulación asciende a 69 millones de euros. La amortización se realizará por el nominal y en efectivo el próximo 22 de febrero de 2016 y el tipo de interés que se abonará será del 3,849%.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2015 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	31.12.2015	%
EUR	12.197	77,9
CLP	1.645	10,5
US\$	793	5,1
COP	439	2,8
MXN	287	1,8
BRL	267	1,8
Otras	20	0,1
Total deuda financiera neta	15.648	100,0

En la Nota 3.4.2 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 2015 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2015
Líneas de crédito comprometidas	7.084
Líneas de crédito no comprometidas	474
Préstamos no dispuestos	653
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.390
Total	10.601

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda no utilizada por importe de 5.790 millones de euros detallada anteriormente.

A 31 de diciembre de 2015 el efectivo y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 10.601 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses.

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

(Millones de euros)	2015	2014
Activos corrientes operativos ¹	5.819	6.482
Pasivos corrientes operativos ²	(4.204)	(5.012)
	1.615	1.470

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.

El plazo medio de pago a proveedores de Gas Natural Fenosa asciende a 29 días.

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 de gas

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) así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.191	1.200	(0,8)
Aprovisionamientos	(16)	(20)	(20,0)
Gastos de personal, neto	(68)	(71)	(4,2)
Otros gastos/ingresos	(235)	(238)	(1,3)
Ebitda	872	871	0,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(289)	(292)	(1,0)
Dotación a provisiones	(4)	(7)	(42,9)
Resultado de explotación	579	572	1,2

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, incluyó una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 con el objetivo de solucionar el incipiente déficit de tarifa del sector.

Los ajustes recogen también el establecimiento de un marco regulatorio estable, con un horizonte temporal hasta el año 2020, y que incorpora un mecanismo de retribución de la distribución de gas que permitirá un aumento acompasado de la retribución y de los ingresos del sistema y, por lo tanto, mantendrá el incentivo al crecimiento de la red de distribución y a la captación de nuevos clientes.

Dicha modificación de la retribución tiene plenos efectos en los resultados del 2015 mientras que en el período con el que se compara, tan solo fue de aplicación en seis meses. El impacto diferencial se estima en 59 millones de euros. A pesar de ello, el ebitda es similar al año anterior, con un crecimiento del 0,1%.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 1.191 millones de euros siendo inferior en 9 millones de euros respecto al año anterior derivado de la revisión regulatoria antes mencionada.

Entorno de mercado

El gas vehiculado en el mercado español en 2015 ascendió a 305.435 Gwh (290.991 Gwh en 2014).

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Ventas – ATR (GWh)	177.391	171.816	3,2
Red de distribución (Km)	51.016	48.931	4,3
Incremento de puntos de suministro, en miles	40	54	(25,9)
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.266	5.226	0,8

Las ventas de la actividad regulada de gas aumentan un 3,2% (+5.575 GWh). La demanda de gas de distribución menor a 4 bares no presenta desviaciones relevantes, -1,6% (-671 GWh) ambos años han presentado una climatología poco favorable. La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares también ha cerrado a un nivel similar, -0,1% (-109 GWh), mientras para el sector eléctrico se doblado (+5.049 GWh), +106%.

La red de distribución se incrementa en el 2015 en 2.085 km, permitiendo la gasificación de 41 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.188 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.266.651 puntos de suministro, con un crecimiento del +0,8%.

El pasado 5 de marzo de 2015, Gas Natural Fenosa resultó adjudicataria del concurso abierto por el Govern Balear para iniciar la gasificación de la isla de Menorca con un plazo de ejecución previsto de cuatro años.

El 30 de septiembre de 2015 se firmó un acuerdo con Repsol Butano para la compra de activos de propano canalizado, en virtud del cual Gas Natural Distribución adquirirá alrededor de 250.000 puntos de suministro que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, lo que permitirá que sean conectados a la red de distribución de gas natural. Estos activos se convertirán en una palanca de crecimiento y expansión del negocio regulado de gas natural del grupo en los próximos años.

2.5.2 Distribución gas Italia

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

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	92	88	4,5
Aprovisionamientos	(1)	-	-
Gastos de personal, neto	(12)	(11)	9,1
Otros gastos/ingresos	(13)	(11)	18,2
Ebitda	66	66	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(24)	(27)	(11,1)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	42	39	7,7

El ebitda alcanza los 66 millones de euros, en línea con el año anterior.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas – ATR (GWh)	3.821	3.407	12,2
Red de distribución (Km)	7.167	7.100	0,9
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	458	457	0,2

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.821 GWh, con un aumento del 12,2% respecto al año 2014 por una climatología más favorable.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2015 asciende a 7.167 km, con un aumento de 67 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 457.614 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

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

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.389	3.451	(1,8)
Aprovisionamientos	(2.397)	(2.513)	(4,6)
Gastos de personal, neto	(96)	(86)	11,6
Otros gastos/ingresos	(259)	(247)	4,9
Ebitda	637	605	5,3
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(107)	(104)	2,9
Dotación a provisiones	(20)	(16)	25,0
Resultado de explotación	510	485	5,2

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 3.389 millones de euros y registra un descenso del 1,8%, con un volumen de ventas un 0,2% inferior al del año anterior.

El ebitda alcanza los 637 millones de euros, lo que supone un incremento del 5,3% respecto al del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (+8,9%) y México (+1,3%), que compensan, en parte, la devaluación de la moneda en Colombia (-11,2%) y Brasil (-13,6%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda se incrementaría en un 14,6%.

La aportación de Brasil representa un 41,3% del ebitda. El menor ebitda respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado; descontando este efecto, el ebitda se situaría por actividad en un +1,2%, influido por el escenario de fuerte desaceleración económica del país (se estima un retroceso de un 3,7% del PIB en 2015), que ha supuesto menores ventas en los mercados industrial (-7,0%) y doméstico comercial (-0,8%).

El ebitda de México representa un 25,6% del conjunto del negocio. La mejora respecto al año anterior responde a un mayor margen de energía del 25,3% y mayores ventas en todos los mercados.

Colombia aporta un 26,2% del ebitda, destacando un incremento del 9,4% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.



Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Ventas actividad de gas (GWh):	248.536	249.067	(0,2)
Ventas de gas a tarifa	159.574	158.695	0,6
ATR	88.962	90.372	(1,6)
Red de distribución (Km)	73.186	70.890	3,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	293	272	7,7
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	6.886	6.593	4,4

Las principales magnitudes físicas por países en 2015 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	68.699	103.408	26.832	49.597	248.536
Incremento (disminución) vs.2014 (%)	(4,5)	(2,2)	9,4	5,7	(0,2)
Red de distribución	24.656	7.147	21.469	19.914	73.186
Incremento vs 31/12/2014 (km)	269	366	770	891	2.296
Puntos de suministro, en miles (a	1.612	986	2.744	1.544	6.886
Incremento vs. 31/12/2014, en miles	26	48	109	110	293

A 31 de diciembre de 2015 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.886.337 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 293.022 puntos de suministro, un 4,4% de incremento, destacando los incrementos de 109.633 y 108.836 puntos de suministro en México y Colombia, respectivamente.

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 248.536 GWh, en línea con las ventas registradas en 2014.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.296 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 73.186 km a finales de diciembre de 2015, lo que representa un crecimiento del 3,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 891 km y en Colombia con 770 km.

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

- En Argentina, en junio de 2015, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 263/2015 que establece una "Asistencia Económica Transitoria" para las distribuidoras de gas, cuyo objetivo es mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento, hasta que concluya el proceso con una nueva

Revisión Tarifaria Integral. El importe establecido como asistencia para Gas Natural Fenosa en 2015 asciende a 515 millones de pesos argentinos. La resolución y notas complementarias del Enargas establecen que la asistencia se recibirá en diez cuotas mensuales, y también disponen una serie de requisitos y limitaciones a cumplir por parte de la compañía. Este ingreso mejora el resultado respecto al año anterior.

En paralelo, ha continuado el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 30% anual.

- En Brasil, el incremento neto de clientes en doméstico/comercial crece un 24,6% respecto al mismo período del año anterior, principalmente en el mercado de saturación horizontal. Las ventas para el mercado de generación y ATR fueron ligeramente inferiores (-1,2%) a los del año anterior. Se ha mantenido la situación de escasez de lluvias y el bajo nivel de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en diciembre de 2015 en el 29,8%, 31,6 p.p. por debajo de la media histórica (61,7% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 9,4% debido principalmente al mayor volumen industrial (+16,3%) en especial por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 108.824 clientes en el período, experimentando un descenso del 7,1% respecto al mismo período de 2014 en parte por el retraso en la entrega de viviendas por parte de las constructoras en el mercado de nueva edificación.
- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos. El incremento neto de clientes evoluciona positivamente, +27,9%, con un 13,7% de incremento en las puestas en servicio debido al crecimiento de la saturación horizontal en Bajíos y Distrito Federal así como en nueva edificación en Monterrey y Distrito Federal y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas destaca el incremento del 7,3% en el sector industrial y del 2,5% en el mercado doméstico/comercial, un incremento de un 36,5 % en las ventas de GNV y del 6,0% en ATR por mayor volumen transportado en Distrito Federal.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos con el objetivo de iniciar la operación comercial a lo largo del año 2016.

Mediante la concesión adjudicada en julio de 2013, Gas Natural Fenosa tiene previsto hacer llegar el suministro a una nueva área del suroeste del país que aún no está conectada a la red de gasoductos, previendo prestar el servicio a más de 80.000 hogares.

Distribución de electricidad

2.5.4 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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	838	824	1,7
Aprovisionamientos	(1)	(2)	(50,0)
Gastos de personal, neto	(83)	(93)	(10,8)
Otros gastos/ingresos	(147)	(144)	2,1
Ebitda	607	585	3,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(217)	(215)	0,9
Dotación a provisiones	(2)	-	-
Resultado de explotación	388	370	4,9

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial para la distribuidora de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El ebitda del ejercicio 2015 alcanza los 607 millones de euros con un aumento del 3,8% con respecto al mismo período de 2014. El importe neto de la cifra de negocio es de 838 millones de euros, superior en un 1,7%. La disminución de los gastos de personal es consecuencia de las medidas de eficiencia aplicadas durante 2014 que tienen ya un impacto positivo en el ejercicio 2015.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	31.992	31.641	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.683	3.673	0,3
TIEPI (minutos)	44	48	(8,3)
Índice de pérdidas de red (%)	8,6	8,7	(1,1)

La energía suministrada se incrementa en un 1,1% y es inferior al incremento de demanda de distribución nacional que se situó en diciembre de 2015 en 244.950 GWh (1,9%) según balance de Red Eléctrica de España (REE).



La actividad registra un incremento neto anual de 9.857 puntos de suministro, con una mejor evolución en el segundo semestre del año donde se ha producido el 72% de este crecimiento.

Con respecto al TIEPI, se sitúa por debajo del año anterior favorecido por una climatología favorable sin incidencias significativas.

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

El negocio en Moldavia incluye 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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	260	235	10,6
Aprovisionamientos	(205)	(182)	12,6
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(11)	(10)	10,0
Ebitda	38	37	2,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(6)	(6)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	32	31	3,2

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como *pass-through*, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos, adicionalmente, el reconocimiento del plan inversor realizado y las actuaciones de operación y mantenimiento de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el país.

El ebitda está afectado por mayor tipo de cambio del euro respecto a la moneda local en 2015 (20,85 lei/euro en 2015 vs a 18,61 lei/euro en 2014).

En moneda local se registra un incremento del ebitda del 15,9%, el cual se debe a mayores ingresos tarifarios debido al impacto positivo del tipo de cambio lei/USD en la remuneración de activos, a las menores pérdidas de red y también a la aplicación del coste de extensión de vida útil de los activos.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) – ventas a tarifa	2.684	2.621	2,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	867	856	1,3
Índice de pérdidas de red (%)	8,2	9,4	(12,8)

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 2,4% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas y un ligero incremento del consumo.
- Los puntos de suministro alcanzan los 867.218, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al cierre del 2014 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia y Panamá.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.232	2.194	1,7
Aprovisionamientos	(1.609)	(1.622)	(0,8)
Gastos de personal, neto	(50)	(52)	(3,8)
Otros gastos/ingresos	(195)	(172)	13,4
Ebitda	378	348	8,6
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(65)	(62)	4,8
Dotación a provisiones	(135)	(160)	(15,6)
Resultado de explotación	178	126	41,3

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 378 millones de euros aumentando un 8,6% frente al del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 12%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 258 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 20% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este ebitda recoge mayores tributos por 11 millones de euros, correspondientes al Impuesto a la Riqueza, en función de la reforma tributaria aprobada en diciembre de 2014. Sin considerar el efecto de este impuesto la variación sería del 25%, respondiendo fundamentalmente a los mayores ingresos por incremento del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y el aumento de la demanda.

A pesar del crecimiento del negocio de distribución de Colombia, el ebitda se ha visto afectado por el incremento significativo del coste de la energía, registrado

principalmente desde el mes de septiembre debido a la situación climatológica del país.

Asimismo, el ebitda del año 2015 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 120 millones de euros, lo que supone un incremento del 13% frente al año anterior.

La disminución de las provisiones por morosidad responde principalmente al efecto del tipo de cambio del peso colombiano. En términos constantes, las provisiones han tenido una evolución conforme al crecimiento de la facturación.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	18.200	17.150	6,1
Tarifa	17.115	16.102	6,3
ATR	1.085	1.048	3,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.144	3.032	3,7

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 18.200 GWh, con un incremento del 6,1%, generado por el crecimiento de la demanda, tanto en Colombia como en Panamá.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes en ambos países, registrándose un crecimiento conjunto del 3,7%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2015 son las siguientes:

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	13.356	4.844	18.200
Incremento vs. 2014 (%)	5,5	7,8	6,1
Puntos de suministro, en miles	2.566	578	3.144
Incremento vs. 31/12/2014, en miles	86	26	112

El aumento de las ventas y de los puntos de suministro evidencia el crecimiento sostenido de los negocios de distribución de electricidad en Latinoamérica.



Gas

2.5.7 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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	317	314	1,0
Aprovisionamientos	(6)	(8)	(25,0)
Gastos de personal, neto	(5)	(4)	25,0
Otros gastos/ingresos	(13)	(14)	(7,1)
Ebitda	293	288	1,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(95)	(90)	5,6
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	198	198	-

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el año 2015 alcanza los 317 millones de euros, con un aumento del 1,0%.

El ebitda se eleva hasta los 293 millones de euros, un 1,7% mayor que en el año anterior a pesar de un menor volumen transportado por el gasoducto Magreb-Europa en el año 2015 pero favorecido por el efecto positivo del tipo de cambio del USD.

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	112.861	120.558	(6,4)
Portugal-Marruecos	36.971	34.671	6,6
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	75.890	85.887	(11,6)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 112.861 GWh, un 6,4% inferior al del año anterior. Del volumen anterior, 75.890 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 36.971 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,9% de participación en Medgaz, S.A. 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 capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en el año 2015 ascienden a 7.900 GWh.

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) no ha concluido. En enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente otorgó las Declaraciones de Impacto Ambiental (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 suspendió la tramitación de la Autorización Ambiental Unificada (AAU) de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar. Gas Natural Fenosa recurrió esa decisión. En mayo de 2015 la Junta de Andalucía ha emitido un dictamen preliminar de AAU favorable para Aznalcázar y desfavorable para Marismas Oriental al que Gas Natural Fenosa ha efectuado las oportunas alegaciones. Desde abril de 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo.

2.5.8 Aprovisionamiento y Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, la actividad de comercialización de gas y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	10.760	11.807	(8,9)
Aprovisionamientos	(9.676)	(10.617)	(8,9)
Gastos de personal, neto	(68)	(62)	9,7
Otros gastos/ingresos	(228)	(226)	0,9
Ebitda	788	902	(12,6)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(24)	(22)	9,1
Dotación a provisiones	(59)	(83)	(28,9)
Resultado de explotación	705	797	(11,5)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 10.760 millones de euros y disminuye un 8,9% respecto al año anterior. El ebitda registra unos resultados de 788 millones de euros lo que supone una disminución moderada del 12,6% en relación a la magnitud del ajuste de precios energéticos soportado durante el año. La flexibilidad en la gestión de la cartera global de contratos adaptándose al contexto actual de precios debería permitir una progresiva estabilización del estrechamiento de márgenes del negocio.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 313.880 GWh en 2015 (300.134 GWh en 2014) de los cuales 50.003 GWh corresponden al mercado residencial (48.246 GWh en 2014), 202.979 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (200.318 GWh en 2014) y 60.898 GWh al mercado eléctrico (51.570 GWh en 2014).



La evolución de los principales índices de precios en los mercados del gas ha sido la siguiente (valores medios acumulados):

	2015	2014	%
Brent (USD/bbl)	52,5	99,1	(47,0)
Henry Hub (USD/MMBtu)	2,8	4,3	(34,9)
NBP (USD/MMBtu)	6,5	8,2	(20,7)
TTF (€/MWh)	20,3	21,8	(6,9)

Principales magnitudes

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

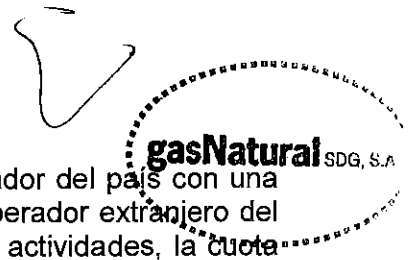
	2015	2014	%
Suministro de gas (GWh):	316.268	310.629	1,8
España:	185.851	190.069	(2,2)
Comercialización Gas Natural Fenosa	144.568	140.837	2,6
Residencial	27.658	25.853	7,0
Industrial	96.831	98.074	(1,3)
Electricidad	20.079	16.910	18,7
Aprovisionamiento a terceros	41.283	49.232	(16,1)
Internacional:	130.417	120.560	8,2
Europa mayorista	51.677	43.334	19,25
Europa minorista	3.110	2.773	12,2
Resto exterior	75.630	74.453	1,6
Contratos de servicios energéticos, en miles (a 31/12)	2.859	2.747	4,1
Contratos por cliente (a 31/12)	1,52	1,52	-
Cuota de mercado contratos gas España	56,8%	57,8%	(1,7)

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 285.500 GWh y aumenta un 1,2%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en el exterior (8,1%).

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales en términos anuales respecto del 2014 se incrementa en 2,6% debido fundamentalmente a un mayor consumo de ciclos combinados. La disminución del 2,2% en la comercialización en España es ocasionada principalmente por un menor aprovisionamiento a terceros.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional alcanza los 127.307 GWh con un aumento del 8,1% con respecto al ejercicio anterior.

De acuerdo con el último informe de supervisión de la CNMC del 17 de diciembre, Gas Natural Fenosa tiene la mayor cuota de consumo en el mercado español con más del 44 %



En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

En este ejercicio, se ha implantado el mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, siendo Gas Natural Comercializadora S.A. una de las pocas empresas en conseguir ser agente de dicho mercado en 2015.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 29,5 TWh/año con clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica, Luxemburgo, Holanda y Alemania, donde cuenta ya con una cartera contratada de 20,6 TWh/año.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 6,9 TWh/año a cierre de diciembre de 2015.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América y Asia. Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de gas natural licuado (GNL) internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento y en nuevos mercados.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes proporcionando productos y servicios de calidad, gracias a este desempeño se ha alcanzado la cifra de 12,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 550.000 son en Italia.

Gas Natural Fenosa, pionera en la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) ha superado los 1,5 millones de hogares, asimismo gran parte de estos hogares (80%) también han contratado el servicio de mantenimiento, al ofrecer unas prestaciones excelentes, de respuesta rápida y efectiva.

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.700.000 nuevos contratos en 2015.

En el segmento residencial, en octubre de 2015 se ha iniciado la comercialización de tarifas desindexadas de la tarifa de último recurso en gas.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 17.000 contratos.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de los clientes con la máxima eficiencia, incorporando nuevas funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención *online*, donde se alcanzan 6 millones de consultas anuales.

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y Pymes ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 136 empresas asociadas y conectadas

mediante un sistema de movilidad *online*, permite maximizar la calidad del servicio y satisfacción de los clientes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha crecido en un 1% en términos homogéneos respecto al 31 de diciembre de 2014.

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del año 2015 dispone de un total de 47 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 29 estaciones son de acceso público, mientras que 18 son de acceso privado. Durante el año 2015 las ventas de gas natural en las estaciones públicas se han incrementado en un 77% y en las privadas un 11%.

Gas Natural Fenosa es líder en Europa en la comercialización y venta de gas natural para uso en vehículos pesados y contamos con estaciones en las principales rutas de transporte de la península.

En Soluciones Integrales de servicios energéticos, se sigue aumentando el volumen de negocio generado. Según encuesta de la empresa DBK, Gas Natural Servicios lidera el mercado de las empresas de servicios energéticos.

Electricidad

2.5.9 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 y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.779	5.822	(0,7)
Aprovisionamientos	(4.338)	(4.229)	2,6
Gastos de personal, neto	(138)	(145)	(4,8)
Otros gastos/ingresos	(562)	(666)	(15,6)
Ebitda	741	782	(5,2)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(523)	(553)	(5,4)
Dotación a provisiones	(38)	(31)	22,6
Resultado de explotación	180	198	(9,1)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 5.779 millones de euros, con una disminución del 0,7% respecto al año anterior y el ebitda se eleva a 741 millones de euros con una disminución del 5,2% respecto a 2014 debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del *pool* entre los periodos que se comparan.

Entorno de mercado

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó los 247.983 GWh (243.544 GWh en 2014) por lo que aumenta un 1,8%, cifra que, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, es decir la demanda neta, ha aumentado un 1,6%.

El saldo físico de intercambios internacionales acumulado en el 2015 es de + 0,2 TWh de exportación de gas, frente a los 3,4 TWh del año anterior.

El consumo de bombeo alcanzó en el conjunto del año los 4,6 TWh, un 14,3% menos que en 2014.

La generación neta nacional presenta una disminución del 0,2% en el año.

En términos acumulados, la generación renovable ha disminuido un 12,8% y cubre un 37,6% de la demanda, seis puntos menos que en 2014.

La generación eólica ha disminuido en el conjunto del año en un 5,8% inferior a la del 2014, y en términos de cobertura 1,6 puntos menos.

El resto de generación renovable ha presentado en el acumulado anual un aumento en todas las tecnologías excepto la hidráulica (-22,0%), correspondiendo a la tecnología solar térmica un 3,4% y a la térmica renovable un 3,9%.

La generación hidráulica convencional ha presentado una disminución del 28,6% en el conjunto del año. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2015 califica el año como muy seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 92%. Es decir, estadísticamente 92 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un incremento del 9,6% con fuertes aumentos de carbón y ciclos. El hueco térmico por tanto aumenta un 21,8%, cubriendo un 30,8% de la demanda, cinco puntos más que en 2014.

La generación nuclear apenas presenta variación (-0,1%) respecto del 2014.

La generación con carbón ha presentado un aumento del 23,5% con una cobertura del 20,5%, 3,6 puntos más que en el acumulado del 2014. En el año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 48% frente al 60,7 % de utilización del resto del carbón.

Los ciclos combinados incrementan su producción 18,5% con una cobertura de la demanda del 10,4%, punto y medio por encima del acumulado de 2014.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha aumentado un 4,1%.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.8) ha sido la siguiente (valores medios acumulados):

	2015	2014	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	51,8	42,0	23,3
Carbón API 2 CIF (USD/t)	56,8	75,4	(24,7)
CO ₂ EUA (€/ton)	7,7	6,0	28,3



Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.769	12.122	5,3
Hidráulica	1.954	1.948	0,3
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovables	1.145	902	26,9
Eólica	977	738	32,4
Minihidráulica	110	107	2,8
Cogeneración y otros	58	57	1,8
Energía eléctrica producida (GWh):	31.568	30.542	3,4
Hidráulica	2.457	4.275	(42,5)
Nuclear	4.544	4.425	2,7
Carbón	7.973	5.622	41,8
Ciclos combinados	14.494	14.143	2,5
Renovables	2.100	2.077	1,1
Eólica	1.601	1.556	2,9
Minihidráulica	448	434	3,2
Cogeneración y otros	51	87	(41,4)
Factor de disponibilidad generación no renovable (%)	90,4	94,0	(3,8)
Ventas de electricidad (GWh):	35.241	34.718	1,5
Mercado liberalizado	29.720	28.617	3,9
PVPC/Regulado	5.521	6.101	(9,5)
Cuota de mercado de generación no renovable	18,9%	18,7%	1,1
Cuota de mercado de generación renovable	2,1%	2,1%	-
Cuota de mercado de comercialización	14,4%	14,5%	(0,7)

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa aumenta un 3,4%, un 3,5% si tenemos en cuenta sólo la generación tradicional.

El año 2015 que comenzó en el primer trimestre con una característica hidrológica de año medio (61% de PSS), pasó a seco en el segundo trimestre y muy seco en el tercer trimestre, finaliza como extremadamente seco, con una característica del 97%, es decir, estadísticamente hablando, 97 años de cada 100 serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 24,2% de llenado, frente al 35,8% de finales de diciembre de 2014.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 2,7%, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido un 41,8% superior a la del pasado año, si bien la cifra del 2014 tiene distintos criterios de funcionamiento al serle de aplicación del R.D. de Garantía de Suministro vigente hasta el 31 de diciembre de 2014.

La generación de electricidad con ciclos combinados ha incrementado un 2,5%.

Las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 13,6 millones de toneladas de CO₂ (+2,5 Mt con respecto al cierre del año anterior debido principalmente al mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón).

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kyoto 2013-2020 adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en el mercado secundario.

Finalmente respecto de la Generación tradicional la cuota de mercado acumulada a 31 de diciembre de 2015, de Gas Natural Fenosa es del 18,8%, es decir superior en 0,2 puntos a la de final del 2014.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las se elevan a 35.241 GWh con un crecimiento del 1,5%. 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.

GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 31 de diciembre de 2015 tiene una potencia total instalada en operación de 1.145 MW consolidables, de los cuales 977 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica. El incremento de potencia respecto al cuarto trimestre del 2014 se debe a la incorporación del grupo Gecal, que aporta 225,4 MW de potencia eólica y 0,5 MW de potencia fotovoltaica.

Gas Natural Fenosa alcanzó el pasado 22 de junio de 2015 un acuerdo para adquirir el 100% de la firma de energías renovables Gecal Renovables, S.A. (Gecalsa) por un valor empresa de 260 millones de euros. A través de su matriz y sus sociedades filiales, el Grupo Gecalsa opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España que suman una capacidad instalada neta de 221,7 MW (237,5 MW brutos). Una vez obtenidas las autorizaciones administrativas preceptivas, se realizó el cierre definitivo de la operación y toma de control de Gecalsa en el mes de octubre de 2015.

Gecalsa era uno de los principales productores independientes de energía eólica en España, con presencia en Galicia, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía que, adicionalmente a los proyectos en operación, cuenta con una cartera de proyectos eólicos en desarrollo.

Por tecnologías, y eliminando el efecto de la incorporación del grupo Gecalsa, la menor eolicidad del año 2015, hubiera dado lugar a un 2,9% de menor producción eólica respecto al año 2014 (1.511 GWh en 2015, 1.556 GWh en 2014); en cuanto a la tecnología minihidráulica, se ha alcanzado una mayor producción en 2015 de 15 GWh (448 en 2015 y 433 en 2014); y por último la producción en la tecnología de cogeneración de las dos únicas plantas en operación (Gómez Ulla y JGC Daimiel) ha sido inferior en 36 GWh (51 GWh en 2015 y 87 GWh en 2014).



2.5.10 Global Power Generation

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation con el fin de impulsar su negocio de generación internacional. La nueva sociedad incorpora los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa y su creación está alineada con los objetivos establecidos en el actual plan estratégico de la compañía, que contempla el crecimiento en el mercado internacional a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

Este negocio integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

El pasado 30 de marzo de 2015 Gas Natural Fenosa y Kuwait Investment Authority (KIA) firmaron un acuerdo para realizar una ampliación de capital de 550 millones de dólares en Global Power Generation (GPG) a suscribir íntegramente por KIA. Tras la ampliación de capital, KIA tiene una participación del 25% de GPG, manteniendo Gas Natural Fenosa el control sobre esta sociedad.

La operación, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, se ha cerrado con fecha 5 de octubre de 2015 y supone la asociación con un socio inversor sólido para acelerar el desarrollo de los planes de expansión en generación internacional, que contemplan, a medio plazo, construir 5 GW adicionales de capacidad de generación en mercados internacionales principalmente en Latinoamérica y Asia.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	806	946	(14,8)
Aprovisionamientos	(420)	(619)	(32,1)
Gastos de personal, neto	(39)	(31)	25,8
Otros gastos/ingresos	(86)	(75)	14,7
Ebitda	261	221	18,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(134)	(104)	28,8
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	127	117	8,5

El ebitda de Global Power Generation en el año 2015 alcanza los 261 millones de euros, con un incremento del 18,1% frente al año anterior debido, fundamentalmente, al efecto tipo de cambio y la entrada en operación comercial de Bii Hioxo (México) desde octubre 2014 y de Torito (Costa Rica) a partir de mayo de 2015.

En México, el ebitda aumenta un 24,3% debido fundamentalmente a la operación del parque eólico de Bii Hioxo (en operación desde octubre de 2014) que aporta un ebitda de 20 millones de euros y el efecto del tipo de cambio USD/€ favorable en 2015 que compensa el menor resultado de las centrales por el diferente calendario de mantenimientos, el efecto de los Índices de referencia de los contratos y el menor precio del gas.

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación positiva del 28,2% (un 6,9% sin considerar el efecto de tipo de cambio) como consecuencia de la mayor producción en 2015, mejorándose las condiciones de oferta y demanda del mercado debido a la menor generación hidráulica y fluctuaciones del precio de combustible, lo que ha ocasionado ventas en el mercado *spot* en vez de las compras que se tuvieron que realizar en 2014.

El ebitda de Panamá aumenta un 51,1% (un 30,9% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido al menor coste de combustible por la menor operación con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.

El ebitda de Costa Rica aumenta un 39,0% (19,7% sin considerar el efecto tipo de cambio) como consecuencia de la entrada en operación de Torito a partir del mayo de 2015.

En Kenia el ebitda aumenta un 37,6%. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento, por la menor utilización de las plantas tras la entrada en operación comercial en el país de instalaciones con tecnología más eficiente.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2015	2014	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.663	1,5
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	-	11	-
República dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Potencia en construcción	-	50	-
Energía eléctrica producida (GWh):	17.980	17.740	1,4
México	15.519	15.898	(2,4)
México (eólico)	850	253	-
Costa Rica (hidráulica)	408	159	-
Panamá (hidráulica)	73	74	(1,4)
Panamá (fuel)	-	28	-
República dominicana (fuel)	1.012	920	10,0
Kenia (fuel)	118	408	(71,1)



	2014	2014	%
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	91,2%	95,9%	(4,9)
Costa Rica (hidráulica)	93,6%	91,0%	2,9
Panamá (hidráulica y fuel)	96,4%	92,3%	4,4
República dominicana (fuel)	92,6%	90,2%	2,7
Kenia (fuel)	94,1%	88,1%	6,8

La producción de México es superior a la registrada en el año anterior como consecuencia de la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo, que inició su operación comercial el 1 de octubre de 2014, así como por una mayor venta de excedentes en Naco y Durango. Estos efectos se compensan por la menor producción de Tuxpan debido a la parada mayor del tercer grupo y por la menor producción de Naco debido al mantenimiento mayor de la central que ha tenido lugar entre los meses de febrero y marzo de 2015. Los mantenimientos mayores realizados en este año inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por un mayor despacho por parte de ICE (Instituto Costarricense de Energía) debido a la mayor pluviosidad respecto al año anterior y la entrada en operación comercial de Torito.

La menor producción en Panamá se debe a la menor generación de las centrales térmicas como consecuencia de la salida del sistema de la Central de Capira y Chitré a partir de enero y mayo de 2015, respectivamente. La producción hidráulica se encuentra en valores del año anterior. La mayor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en las centrales térmicas en 2014 derivados de una mayor operación.

La generación en República Dominicana aumentó un 10,0% respecto al año anterior debido a la menor generación hidráulica en el país así como a las fluctuaciones del precio de combustible, que han variado las condiciones de oferta y demanda, mejorando la posición de las instalaciones en la lista de mérito.

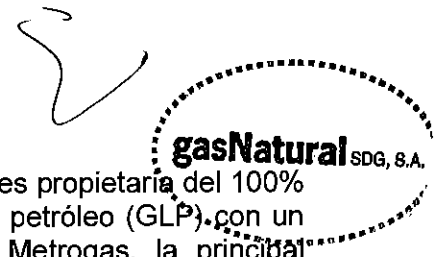
La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 71,1% respecto al año anterior, alcanzando los 118 GWh. Este descenso se debe al menor despacho, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente, así como al mayor despacho de instalaciones hidráulicas en época de lluvias.

CGE

2.5.11 CGE

Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos integrados más importantes del país. Concentra casi toda su actividad en el sector eléctrico y gasista en Chile (desde Arica a Puerto Williams), Argentina (en cinco provincias) y en Colombia (26 de los 32 distritos en la actividad de distribución de gas licuado).

En el mercado de electricidad, la compañía es responsable de la distribución del 40% de la energía eléctrica y satisface la demanda del 43% de los consumidores de Chile, con más de 2,9 millones de clientes y es el primer operador de red de alta tensión con una cuota de mercado del 35% y 3.495 kilómetros de líneas.



Asimismo, cuenta con una participación directa en Gasco, que es propietaria del 100% de una de las tres principales distribuidoras de gas licuado de petróleo (GLP), con un 27% de cuota de mercado, y participa con un 51,8% en Metrogas, la principal distribuidora de gas natural del país y en otras distribuidoras con 561.587 puntos de suministro. Metrogas tiene una sólida posición en el mercado de gas natural licuado a través de su participación en la terminal de regasificación de gas natural de Quintero.

En octubre de 2014 Gas Natural Fenosa y los accionistas mayoritarios de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) alcanzaron un acuerdo por el que Gas Natural Fenosa se comprometía a lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital social de CGE y los vendedores a vender irrevocablemente sus acciones en el marco de dicha oferta.

La oferta, por el 100% de las acciones de CGE, se realizó a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y concluyó exitosamente el pasado 14 de noviembre de 2014.

Así Gas Natural Fenosa Chile, filial al 100% de Gas Natural Fenosa, es el nuevo accionista mayoritario de la mayor distribuidora de electricidad y gas en Chile con una participación del 96,72% y se incorpora al perímetro de consolidación por el método de integración global con fecha 30 de noviembre de 2014. A lo largo del ejercicio 2015 se ha adquirido un 0,65% adicional de participación.

Tras la integración de CGE en Gas Natural Fenosa se han potenciado los ejes estratégicos de servicio al cliente, eficiencia operacional, seguridad en las operaciones y crecimiento sostenido. Para el correcto cumplimiento de estos desafíos se ha considerado necesario continuar con la evolución de la estructura organizacional que ha supuesto la creación de nuevas áreas de trabajo, tanto a nivel corporativo como en la Unidad de Negocios Eléctrico readecuándose sus funciones.

Estas modificaciones no sólo son un paso necesario para el desarrollo de los nuevos ejes estratégicos, sino que también permitirán dotar a la organización de un esquema de trabajo, que consagra el trabajo en equipo, el desempeño ágil de la empresa y su eficiencia.

El Directorio de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) con fecha 4 de marzo de 2015 acordó por unanimidad nombrar como Gerente General a Antonio Gallart con efectos 1 de abril de 2015. Hasta dicha fecha desempeñaba el cargo de director general de Recursos de Gas Natural Fenosa.

Con fecha 7 de octubre de 2015, Gas Natural Fenosa Chile ha suscrito un contrato de compraventa por la participación que el accionista Trigas S.A. tenía en Metrogas, que representaba el 8,33% del capital. Con esta operación se fortalece el control sobre la sociedad.

Adicionalmente, con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa firmó un acuerdo con la Familia Pérez Cruz, que mantiene una participación en Gasco, S.A. del 21,9%, para llevar a cabo una reestructuración, mediante la cual se divida societariamente a Gasco, S.A. en dos empresas: Gasco GN (orientada al negocio de gas natural) y Gasco, SA (orientada al negocio del gas licuado de petróleo – GLP). Parte del acuerdo alcanzado, es que posterior a dicha reestructuración, ambas partes lanzarán ofertas públicas de adquisición de acciones (OPAs) hasta por el 100% de las empresas resultantes del proceso. Sin duda, con esta operación Gas Natural Fenosa redirigirá sus esfuerzos en el negocio de distribución de gas natural.

Resultados

	2015	2014 (*)	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.979	227	-
Aprovisionamientos	(2.132)	(161)	-
Gastos de personal, neto	(176)	(17)	-
Otros gastos/ingresos	(172)	(21)	-
Ebitda	499	28	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(157)	(13)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	342	15	-

(*) Corresponde a la aportación al resultado desde su incorporación al grupo el 30 de noviembre de 2014. Tal y como se menciona en las notas 3.3 y 9 de la memoria consolidada, el negocio de GLP de CGE ha sido clasificado como mantenido para la venta y cumple con las condiciones de operación interrumpida. Por tanto, la cuenta de resultados del ejercicio 2014 ha sido re-expresada por aplicación de la NIIF 5, reclasificando todas las líneas de la cuenta de resultados a una sola línea de resultado por operaciones interrumpidas.

Tras la adquisición de la compañía, se incorpora al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa por el método de integración global en fecha 30 de noviembre de 2014, siendo su contribución al ebitda consolidado del período de 499 millones de euros.

Adicionalmente, derivado del acuerdo celebrado con la familia Pérez Cruz, el pasado 18 de diciembre de 2015, en el cuadro anterior, se muestra el consolidado del Grupo excluyendo lo correspondiente al negocio de Distribución de GLP, mismo que se reclasificó a Operaciones Interrumpidas.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2015	2014 (*)	%
Distribución de gas:			
Ventas actividad de gas (GWh)	44.083	3.172	-
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	562	540	4,1
Red de distribución de gas (Km)	6.850	6.820	0,4
Distribución de electricidad:			
Ventas actividad de electricidad (GWh)	15.856	1.397	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	2.928	2.854	2,6
Chile	2.712	2.644	2,6
Argentina	216	210	2,9
Transmisión de electricidad (GWh)	14.497	2.938	-
Red de transporte de electricidad (Km)	3.495	3.495	-

(*) Corresponde a la aportación al resultado desde su incorporación al grupo el 30 de noviembre de 2014. No incluye magnitudes físicas correspondientes a las operaciones interrumpidas (Nota 3.3 y 9 de la memoria consolidada).

3. Sostenibilidad



3.1 Medioambiente

Principales magnitudes

	2015	2014	% Var.
Capacidad instalada libre de emisiones (%)	21,8	20,7	5,3
Producción neta libre de emisiones (%)	12,0	14,0	(14,3)
Emisiones directas de GEI ¹ (Mt CO ₂ eq)	22,4	19,8	13,1
Emisiones de CO ₂ /generación de electricidad (t CO ₂ /GWh)	445	406	9,6
Emisiones de metano en distribución de gas (t CO ₂ eq/km red)	10,1	9,9	2,0
Actividad con certificación ambiental (% sobre el ebitda con certificación ambiental) ²	88,3	100,0	(11,7)

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 78,6%.

Los principios ambientales de Gas Natural Fenosa se orientan a garantizar el cumplimiento de la legislación ambiental, reducir el impacto ambiental, mitigar el cambio climático, preservar la biodiversidad del entorno, optimizar el consumo de los recursos naturales como el agua, prevenir la contaminación e impulsar la mejora continua, yendo más allá de lo que establece la normativa.

En 2015, a pesar de avanzar en la certificación de nuevos sistemas de gestión ambiental conforme a ISO 14001 y a los requisitos internos, se ha registrado una disminución del porcentaje de ebitda certificado, como consecuencia de la incorporación de nuevas actividades en Chile donde se está trabajando en adaptarlas a los referenciales internacionales y a los requerimientos internos en materia de gestión ambiental.

En materia de cambio climático este año se ha mantenido el avance de los diferentes proyectos encaminados a la determinación de nuestra huella de carbono e identificación de los riesgos y oportunidades derivados del cambio climático. En cuanto a valores de emisión, se ha producido un incremento de las emisiones directas de CO₂ con respecto a 2014, como consecuencia de una mayor producción de la generación térmica con carbón en España y la aportación de las actividades de distribución en Chile. Por razones de estabilidad del sistema y de mercado, la generación térmica española ocupó el hueco dejado por la menor producción renovable al ser un año con menores precipitaciones y viento. Esta situación ha provocado un incremento sustancial en la emisión específica por unidad de energía generada con respecto a 2014, si bien ha quedado amortiguado parcialmente por el incremento de la generación renovable a nivel internacional.

En 2015 Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo múltiples y variadas actuaciones en favor de la conservación de la biodiversidad, muchas de las cuales han ido más allá de los requisitos establecidos por las autoridades ambientales y otras de carácter voluntario.

Consciente del papel fundamental que juega el agua en el proceso productivo, y en nuestro constante compromiso con el entorno y con la gestión eficiente de los recursos naturales, Gas Natural Fenosa consolidó durante 2015 la estrategia en materia de agua mediante la determinación de indicadores de gestión y líneas de acción vinculadas a la optimización del recurso agua en sus procesos productivos de mayor peso.

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.



3.2 Personas

Principales magnitudes

Indicadores de naturaleza social	2015	2014	% Var.
Número de empleados a 31/12	19.939	21.961	(9,2)
Índice de rotación voluntaria (%)	3,5	3,3	6,1
Índice de integración (personas con discapacidad) ¹	2,4	2,3	4,3
Horas de formación por empleados	61,4	57,4	7,0
Tasa de absentismo	2,0	1,86	7,5
Días perdidos	3.674	3.035	21,1
Número de accidentes con baja	125	118	5,9

¹ España

Desarrollo humano y social

Gas Natural Fenosa ofrece a sus empleados un empleo estable y de calidad (el 96% de los puestos son de carácter indefinido) y una carrera profesional sólida, estructurada y atractiva.

Durante 2015, ha continuado la implantación del proyecto Desarrollo Humano y Social, cuyo principal objetivo es promover un entorno laboral de calidad, basado en el respeto, la diversidad y el desarrollo personal y profesional. A través del mismo, se han impulsado y coordinado varios programas de acción sobre dos pilares fundamentales: la igualdad de oportunidades y la formación como palanca para sensibilizar internamente en materia de discapacidad.

Gas Natural Fenosa dispone de un modelo global de selección externa homogéneo para todas las geografías donde opera. De este modo se garantiza una única estrategia como empleador, con los mismos criterios de selección y la aplicación de las mejores prácticas en la identificación, captación y retención del talento profesional necesario para el desarrollo de los negocios.

Gas Natural Fenosa continúa ofreciendo a todos los empleados la posibilidad de participar en el programa de movilidad interna. A través de este programa, las personas pueden optar a cualquier posición vacante en todas las geografías, independientemente de la localización del empleado. Por ello, éste es uno de los principales pilares de la dinamización del desarrollo profesional de los empleados de la compañía. Así, en 2015 se ha lanzado el programa "Conocerte" con el objetivo de conocer las expectativas de movilidad funcional y geográfica de los empleados, orientándolos a mejorar su desarrollo profesional mediante una encuesta de alcance global sobre intereses profesionales de cada empleado.

El comportamiento ético, la promoción y respeto de la igualdad, la prevención y seguridad en el trabajo, son parte fundamental del compromiso asumido por Gas Natural Fenosa con sus empleados.

Estos principios se reflejan en la gestión diaria de la compañía a través del Código Ético, del I Convenio Colectivo, el Plan de Igualdad o el Protocolo de Prevención del Acoso Laboral, Sexual y por Razón de Sexo.



En 2015, se ha avanzado en el compromiso de desarrollo de acciones de igualdad y diversidad para los empleados, con el diseño de un Plan Integral de Diversidad enfocado sobre género, edad y discapacidad.

En relación a la discapacidad, destacan los Programas Capacitas y Aflora, impulsados con el objetivo de normalizar la integración laboral de profesionales con discapacidad. Desde que se comenzó a implementar los dos proyectos, un total de 105 personas con necesidades especiales han disfrutado de ayudas dirigidas a la inserción laboral. Como reconocimiento a nuestra política de inclusión, Gas Natural Fenosa ha renovado el Sello Bequal Plus por ser una de las compañías energéticas pioneras en su compromiso con la discapacidad.

Gas Natural Fenosa promueve la conciliación de la vida profesional y personal gracias al importante conjunto de medidas de flexibilización laboral, servicios y beneficios adaptados a las necesidades de los empleados. De este modo, nuestros profesionales pueden configurar sus diferentes opciones vitales en congruencia con sus planes de desarrollo y los intereses de la empresa.

Formación y gestión del talento

La Gestión del Talento de Gas Natural Fenosa apuesta por el desarrollo individual y la evolución en la carrera profesional, que contribuye a definir de forma controlada y consistente el aprendizaje de nuestros profesionales para asegurar que su desarrollo esté alineado con los objetivos de la compañía.

Para trabajar de manera consistente y transversal, en 2015 se ha fortalecido el proceso de identificación del talento, validado técnicamente con el diseño de un conjunto de indicadores para mejorar la gestión del mismo. El proceso de valoración y segmentación del talento mide aspectos como el comportamiento objetivo, los resultados obtenidos, sus competencias, su aprendizaje y el interés por progresar. Asimismo, incorpora oportunidades específicas como la movilidad, o la asignación de proyectos o formación para los distintos profesionales en función de su perfil y potencial.

La unidad de Gestión del Talento y Universidad Corporativa es la encargada de desarrollar a los profesionales de Gas Natural Fenosa, de todos los niveles organizativos, y de gestionar el conocimiento en todo el ámbito de la compañía. La preparación de las personas es uno de los factores de éxito de la empresa ya que son ellas quienes alcanzan los objetivos de negocio e impulsan las estrategias corporativas.

La Universidad Corporativa mantiene una red de alianzas con instituciones académicas tanto en España como en el resto del mundo. Además, cuenta con un Consejo Asesor formado por las Universidades Politécnicas de Barcelona y Madrid, el Instituto Tecnológico de Monterrey, IESE, ESADE, Boston Consulting Group que, junto a las unidades internas de Gas Natural Fenosa, asegura la conexión permanente entre la estrategia de la compañía y los programas que se llevan a cabo.

Gas Natural Fenosa se ha consolidado como una compañía líder en seguridad y salud tras la implantación de un ambicioso plan orientado a realizar un profundo cambio cultural, que se inició en el año 2012, denominado "Plan Compromiso con la Seguridad y la Salud". La Universidad Corporativa ha contribuido en este proceso a través del programa formativo "Programa Compromiso con la Seguridad y la Salud", formando al 100% de la compañía.



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. Por otro lado, la retribución del empleado depende de su inclusión en el convenio colectivo.

El nivel retributivo de los empleados incluidos en el convenio colectivo se establece en función del grupo y subgrupo profesional al que pertenecen.

Para aquellos no incluidos, las retribuciones se definen individualmente, según la política retributiva 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. También tiene en cuenta cuestiones de calidad y seguridad, estando directamente vinculadas al logro de los objetivos propuestos en el Plan de Dirección por Objetivos.

La Dirección por Objetivos así como la Retribución Variable Comercial, son las metodologías desplegadas en Gas Natural Fenosa para incentivar la implicación de los empleados en el logro de los objetivos de la compañía y en la participación directa en los resultados. Ambas se instrumentan a través de dos tipos de Retribución Variable Anual, en función del colectivo al cual se orienta:

- Gestión: basada en la dirección por objetivos y valoración del desempeño. Se aplica a las personas del colectivo de directivos y excluidos de convenio.
- Comercial: en función del cumplimiento de objetivos comerciales. Se dirige a aquellas personas que tengan una función comercial dentro del grupo.

El paquete retributivo de los empleados de Gas Natural Fenosa se complementa con un sistema de previsión social, donde está incluido el Plan de Pensiones, principal vehículo de financiación de los compromisos post-empleo.

Asimismo, Gas Natural Fenosa ofrece una serie de beneficios sociales que complementan el paquete retributivo de los empleados. El Sistema de Retribución Flexible, consolidado ya en la compañía tras su lanzamiento en 2012 para personal directivo y técnicos excluidos del ámbito de regulación del Convenio Colectivo en España, permite a los beneficiarios diseñar voluntariamente la composición de su paquete retributivo.

En 2015, la campaña realizada del Sistema de Retribución Flexible ha superado en un 12% las peticiones realizadas en el año 2014. Este porcentaje es indicativo del éxito de este sistema de retribución dentro de la compañía.

En 2015, y cumpliendo con el objetivo fijado en 2014, el Sistema de Retribución Flexible se ha hecho extensivo a todo el personal de la compañía. En consecuencia, el colectivo de empleados incluidos en convenio en España, que antes no se beneficiaba de este sistema, puede acceder a los productos ofrecidos a través de él.

Estructura del personal

El desglose del personal al 31 de diciembre por categorías, géneros y áreas geográficas se incluye en la Nota 25 de la Memoria Consolidada.

3.3 Fiscalidad

Políticas fiscales y gestión del riesgo fiscal

Las políticas fiscales de Gas Natural Fenosa están alineadas con la Política de Responsabilidad Corporativa de Gas Natural Fenosa que establece como uno de los compromisos y principios de actuación el de “actuar con responsabilidad en la gestión de los negocios y cumplir con las obligaciones fiscales en todas las jurisdicciones en las que opera la compañía, asumiendo el compromiso de transparencia y colaboración con las administraciones tributarias correspondientes”.

Por ello, desde el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa está adherida al “Código de Buenas Prácticas Tributarias” elaborado por el Foro de Grandes Empresas en conjunto con la administración tributaria española. Esta iniciativa, impulsada por el Gobierno de España, tiene el objetivo de promover la transparencia, buena fe y cooperación con la Agencia Estatal de la Administración Tributaria en la práctica fiscal empresarial y la seguridad jurídica en la aplicación e interpretación de las normas tributarias.

En este sentido, la compañía se ha comprometido expresamente a: (a) evitar estructuras de carácter opaco con finalidades tributarias, (b) colaborar con las Administraciones Tributarias (c) informar regularmente al Consejo de Administración sobre las políticas fiscales aplicadas; y (d) aplicar los criterios fiscales acordes con la doctrina administrativa y la jurisprudencia.

Para garantizar que las prácticas tributarias de Gas Natural Fenosa están basadas en estos principios, el grupo cuenta con un Procedimiento General de Buenas Prácticas Tributarias.

Por otro lado, Gas Natural Fenosa cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales y las controversias sobre la interpretación o aplicación del marco jurídico fiscal. La información sobre las principales actuaciones con trascendencia fiscal se detalla en la Nota 21 de “Situación fiscal” de las Cuentas anuales consolidadas.

En el caso de operaciones relevantes o singulares se informa al Consejo de Administración de cuáles son las consecuencias fiscales de las mismas cuando constituyen un factor relevante. La creación o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales debe ser informada al Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría.

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 mantiene cuatro participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios:

- Las participaciones del 95,0% 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.

- La participación del 31,1% en Gasoducto del Pacífico (Cayman), Ltd. domiciliada en las Islas Caimán. Se trata de una sociedad sin actividad incorporada al grupo, como consecuencia de la adquisición del grupo CGE y que no aporta ninguna ventaja fiscal para Gas Natural Fenosa.

Las operaciones intragrupo realizadas con estas entidades corresponden a dividendos recibidos según el siguiente detalle:

Sociedad receptora	Sociedad que distribuye	Importe (miles de euros)
Global Power Generation, S.A.	Buenergía Gas & Power, Ltd.	39.037
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Ecoeléctrica Holding, Ltd	51.886
Ecoeléctrica Holding, Ltd.	Ecoeléctrica, L.P. y Ecoeléctrica, Ltd.	51.886
Ecoeléctrica, Ltd.	Ecoeléctrica, L.P.	519

Contribución fiscal

Gas Natural Fenosa es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Gas Natural Fenosa presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de tributos de Gas Natural Fenosa tiene una considerable importancia económica e implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales y colaboración con la Administración tributaria.

La contribución fiscal total de Gas Natural Fenosa ascendió en el ejercicio 2015 a 3.636 millones de euros (3.741 millones de euros en el ejercicio 2014). En la siguiente tabla se muestra el desglose de los tributos efectivamente pagados por Gas Natural Fenosa por países y segmentado entre aquellos que suponen un gasto efectivo para el grupo (denominados tributos propios), y aquellos que se retienen o repercuten al contribuyente final (denominados tributos de terceros):

País	Tributos propios						Tributos terceros								Total	
	Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		Otros ⁽²⁾		Total		IVA		Impuestos sobre hidrocarburos		Otros ⁽³⁾		Total			
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
España	347	402	549	538	896	940	1.169	1.257	362	356	200	206	1.731	1.819	2.627	2.759
Argentina	4	7	40	30	44	37	13	9	-	1	16	15	29	25	73	62
Brasil	51	86	44	66	95	152	56	67	-	-	18	3	74	70	169	222
Colombia	69	84	78	96	147	180	9	9	-	-	22	26	31	35	178	215
Chile ⁽⁴⁾	48	5	16	-	64	5	99	4	-	-	22	2	121	6	185	11
México	33	51	4	3	37	54	32	30	-	-	12	9	44	39	81	93
Panamá	8	32	11	7	19	39	-	-	-	-	4	3	4	3	23	42
Resto LatAm	11	12	1	1	12	13	3	2	-	-	2	3	5	5	17	18
Italia	14	26	5	5	19	31	30	37	34	28	5	5	69	70	88	101
Resto	10	10	35	65	45	75	112	120	32	17	6	6	150	143	195	218
Total	595	715	783	811	1.378	1.526	1.523	1.535	428	402	307	278	2.258	2.215	3.636	3.741

⁽¹⁾ Corresponde al Impuesto sobre beneficios efectivamente pagado en el ejercicio. No incluye cantidades devengadas. La información sobre la conciliación entre el "Impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto vigente en el país de la sociedad dominante (España) sobre el "Resultado antes de impuestos" se detalla en la Nota 21 "Situación Fiscal" de las cuentas anuales consolidadas.

⁽²⁾ Incluye tributos energéticos que en España ascienden a 262 millones de euros en 2015 (257 millones de euros en 2014), tributos locales, la seguridad social por la cuota empresarial y otros tributos propios específicos de cada país.

⁽³⁾ Incluye básicamente retenciones a empleados y seguridad social por la cuota del empleado.

⁽⁴⁾ En 2014 los importes corresponden a los impuestos pagados desde la adquisición en noviembre 2014.

4. Principales riesgos e incertidumbres

4.1. 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 costes 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 adquiera 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 asegurable

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 energéticos. 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.
- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las commodities, que permiten optimizar la captura de los crecimientos esperados de la demanda energética a partir de 2015 y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

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. Actualmente, Gas Natural Fenosa está trabajando en el Plan Estratégico 2016-2020.

5.2. Prioridades financieras

Las prioridades estratégicas para el periodo 2013-2015 se basan en 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.

El cumplimiento de los objetivos estratégicos para el año 2015 (datos en millones de euros) se detalla a continuación:

	Objetivos 2015	Datos cierre 2015
Ebitda 2015	> 5.000	5.264
Beneficio Neto	~ 1.500	1.502
Dividendo (Pay-out)	~ 62%	62,1%
Deuda Neta/ Ebitda 2015	~ 3,0x	3,0x

Gas Natural Fenosa una vez más ha cumplido con su compromiso con los objetivos estratégicos, esta vez en relación con el Plan Estratégico 2013-2015.

5.3. Perspectivas del grupo

El nuevo Plan Estratégico 2016-2022 desgranará los focos estratégicos de Gas Natural Fenosa.

No obstante, destacan los siguientes avances realizados en torno a las tres líneas de crecimiento identificadas en el actual Plan Estratégico (redes de distribución, generación de electricidad y comercialización de gas), que permitirán a Gas Natural Fenosa seguir creciendo en el futuro:

- Redes de distribución: en redes de gas, la entrada en el negocio de distribución en la región de Arequipa en Perú, las nuevas concesiones otorgadas en México y, en España, la compra de Gas Directo, la gasificación de nuevos municipios en la península y las adquisiciones a Repsol de puntos de suministro de propano canalizado para su conexión a la red de distribución de gas natural. Adicionalmente, en redes de gas y electricidad la reciente adquisición del grupo CGE en Chile.
- Generación de electricidad: la incorporación de 520 MW al parque global con la puesta en marcha del parque eólico de Bií Hioxo en México, de la central de Torito en Costa Rica y la adquisición de Gecalsa que suma 230MW en energías renovables. Cabe mencionar asimismo la creación de GPG como plataforma de operación y crecimiento internacional, que se verá potenciado por la reciente incorporación de KIA a su accionariado.
- Comercialización de gas: los nuevos contratos de aprovisionamiento de gas por un total de aproximadamente 11 bcm correspondientes a los dos proyectos de Cheniere (Sabine Pass y Corpus Christi), del proyecto Yamal LNG en Rusia y del proyecto Shah Deniz II en Azerbaiyán. Asimismo se duplicará la capacidad de la flota de buques metaneros añadiendo cinco buques a la flota los cuales, en virtud de su mayor tamaño, supondrán una capacidad conjunta adicional de casi un millón de metros cúbicos. En cuanto al volumen de ventas, en el año 2016, se espera un aumento entorno al 7% básicamente por la entrada del primer contrato de Cheniere con respecto al volumen esperado para 2015, lo cual representa un volumen total estimado de 335 TWh.

Con todo ello se espera que Gas Natural Fenosa continúe en su senda de crecimiento orgánico en 2016 y en años sucesivos.

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:

	2015	2014	2013	% Var
Inversión total (millones de euros)	15,7	13,7	12,5	14,6



Gas Natural Fenosa centra sus actividades de innovación en las líneas tecnológicas definidas por el Plan de Tecnología, alguna de las cuales se resumen a continuación:

- Transmisión y distribución de la electricidad: las principales actividades durante el 2015 han continuado centrándose en la automatización de la operación y en el mantenimiento de las infraestructuras eléctricas. Dentro de esta área cabe mencionar la importancia de las redes inteligentes, cuya actividad se dirige principalmente a optimizar la red de distribución, prestando especial atención a mejorar la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico. Además se están promoviendo iniciativas con las que optimizar las funcionalidades aportadas por las redes inteligentes y la telegestión, así como, mejorar la calidad del suministro eléctrico frente a incidencias. Asimismo, se han seguido desarrollando diferentes proyectos centrados en el desarrollo de proyectos de tecnologías novedosas.
- Almacenamiento de energía: las actividades se orientan hacia un aumento todavía mayor de la calidad y fiabilidad del suministro, en desarrollar soluciones conjuntas con los clientes y asimismo, en permitir una mayor y más fácil integración en la red de la electricidad de origen renovable. Dentro de las actividades desarrolladas en esta línea durante el 2015, es relevante el proyecto de demostración de la tecnología de ión-litio para servicios a la red de distribución de media tensión. En cuanto a soluciones de almacenamiento a pequeña escala para cliente final doméstico, se encuentra en fase de implantación un piloto de soluciones comerciales de baterías para gestión de energía y soporte al autoconsumo.
- Energías renovables: la compañía tiene entre sus objetivos principales el desarrollo de nuevas tecnologías que aumenten el porcentaje de energía renovable de su portfolio. Por ello, trabaja en la ejecución de proyectos de innovación para demostrar la viabilidad técnico-económica a la hora de implantar este tipo de tecnologías. Otro ámbito de esfuerzo es la optimización de las instalaciones del grupo, para incrementar el nivel de eficiencia y seguridad del parque energético de la compañía y, en especial, en el ámbito eólico.
- Eficiencia y servicios energéticos: se trabaja a dos niveles; por un lado, mejorando los procesos para aumentar la eficiencia energética en todos los eslabones de nuestra cadena de valor, por otro lado, enfocándose en los clientes, proporcionándoles toda la información y los servicios posibles para ayudarles a reducir su consumo energético.
- Tecnologías avanzadas de generación: se está trabajando en proyectos dirigidos a mejorar el rendimiento de los activos, a reducir el impacto ambiental debido a emisiones, a mejorar la flexibilidad de su operación y a reducir el consumo de agua. Entre las iniciativas desarrolladas en esta área es reseñable el proyecto HiperCap (High Performace Capture) cuyo objetivo es desarrollar nuevas y mejores tecnologías de captura de dióxido de carbono (CO2) en postcombustión de las cuales algunas puedan ser implantables industrialmente a corto plazo con una menor penalización energética respecto a las tecnologías actuales. En esta línea también continua la actividad en el proyecto Menos H2O encaminado a reducir el consumo de agua en las centrales de ciclo combinado, así como optimizar los recursos empleados en su tratamiento.
- Soluciones avanzadas de red de gas: se persigue dotar de mayor automatización a la explotación de las mismas y lograr una mayor interacción con el cliente. Las principales actuaciones llevadas a cabo en esta línea están orientadas a la optimización del sistema de distribución mediante nuevos materiales y sistemas que hagan viable la llegada del gas a un número mayor de clientes.

- Movilidad sostenible: se ha centrado principalmente en el desarrollo de proyectos para el transporte marítimo y terrestre utilizando el gas como combustible. Durante el 2015, se ha continuado con los proyectos GARneT (Gas an Alternative for Road Transport) y LNG Bluecorridors para demostrar las ventajas del uso de gas natural licuado (GNL) como combustible limpio para los vehículos pesados de largo recorrido en carretera. En cuanto a la movilidad sostenible marítima, Gas Natural Fenosa está desarrollando algunas iniciativas como el proyecto Abel Matutes para la instalación de un motor auxiliar a gas natural en el ferry de pasajeros del mismo nombre, para servicio en puerto y el proyecto Core LNG Hive, enfocado al suministro de GNL para el transporte marítimo y portuario en los principales puertos españoles y portugueses del ámbito de los corredores centrales del Atlántico y del Mediterráneo de la Red Transeuropea de Transportes.
- Gas renovable: se trabaja proyectos dirigidos a producir metano de origen renovable a partir de diferentes fuentes, con especial énfasis en el corto plazo en los residuos y biomasa, para su inyección en la red de gas natural o para uso como combustible para el sector del transporte.

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 2015, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

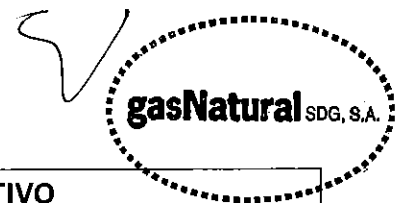
8. Acciones propias

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 2015 se adquirieron 2.899.180 acciones propias por importe de 58 millones de euros y se enajenaron totalmente por importe de 60 millones de euros. Durante el ejercicio 2014 se adquirieron 1.128.504 acciones propias por importe de 23 millones de euros durante el ejercicio 2014 de las que 174.998 acciones propias por importe de 3 millones de euros se entregaron a los empleados del grupo como parte de su retribución del ejercicio 2014 derivada del Plan de Adquisición de Acciones 2012-2013-2014 (Nota 3.3.15.d) y el resto fueron totalmente enajenadas por importe de 20 millones de euros. Al cierre del ejercicio 2015 y al cierre del ejercicio 2014, 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.



**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DE EJERCICIO DE REFERENCIA

2015

C.I.F. A-08015497

Denominación Social:

GAS NATURAL SDG, S.A.

Domicilio Social:

Plaça del Gas, nº 1 – 08003 BARCELONA



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
22/06/12	1.000.689.341	1.000.689.341	1.000.689.341

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

SI NO X

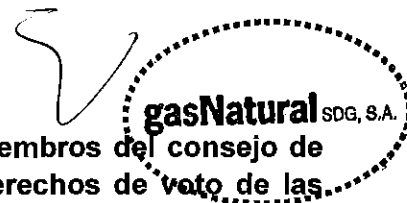
Clase	Número de acciones	Nominal unitario	Número unitario de derechos de voto	Derechos diferentes

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	
SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRASNFORMATION ET LA COMMERCIALISATION	40.092.780		0	4,01%
REPSOL, S.A.	300.216.871		0	30,00%
FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	0	CAIXABANK, S.A.	208	0,00%
		VIDACAIXA, S.A. DE SEGUROS Y REASEGUROS CRITERIA CAIXA, S.A.U.	1.438	0,00%
			344.609.780	34,44%

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acacidos 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			0,00%
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	81.139			0,01%
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	13.055			0,00%
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	5.000			0,00%
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI	8.339			0,00%
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES	350			0,00%
DON FRANCISCO BELIL CREIXELL	7.128			0,00%
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	2.826	Inversión Las Parras de Castellote, S.L.	15.000	0,00%
DON ISIDRO FAINE CASAS	0			0,00%
DOÑA BENITA FERRERO-WALDNER	0			0,00%
DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL	0			0,00%
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA	1.098			0,00%

DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTIN	0			0,00%
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	1.148			0,00%
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS		DON JUAN ROSELL CODINACHS	2.000	0,00%
DON LUÍS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	18.156			0,00%
DON MIGUEL VALLS MASEDA	7.000			0,00%



% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,01%
--	-------

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
FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	CONTRACTUAL Y COMERCIAL	Las relaciones comerciales 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.
REPSOL, S.A.	CONTRACTUAL Y COMERCIAL	Las relaciones comerciales 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 RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERCIALISATION DES HYDROCARBURES	COMERCIAL	Las relaciones existentes derivan del tráfico comercial ordinario.

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:

SI X NO

Intervinientes del pacto parasocial	% de capital social afectado	Breve descripción del pacto
REPSOL, S.A.	30,00	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
FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)	34,44	

	<p>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) 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</p>
--	--

		<p>que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de la sociedad: su estructura organizativa, el presupuesto anual, las operaciones de concentración y la enajenación y la adquisición de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de GAS NATURAL FENOSA. 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:

SI X NO

Intervinientes acción concertada	% de capital social afectado	Breve descripción del concierto
REPSOL, S.A.	30,00	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
FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa"	34,44	

		<p>entre ellas a más de la mitad de los miembros del órgano de administración. De acuerdo con la normativa actualmente en vigor, dichos pactos dan lugar a una acción concertada entre "la Caixa" y Repsol en GAS NATURAL 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>
--	--	--

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:

No ha habido ninguna modificación.

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 5 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

SI NO

Nombre o denominación social
FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)
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 autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
0	0	0,00%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Total:	

Explique las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Explique las variaciones significativas
--

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 14 de mayo de 2015, en su punto decimocuarto 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:

DECIMOCUARTO.- 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 20 de abril de 2010.

Decimocuarto 1.- Dejar sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización otorgada al Consejo de Administración por la Junta General celebrada el 20 de abril de 2010, para adquirir a título oneroso acciones de la Sociedad.

Decimocuarto 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 social 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 Comisión Ejecutiva o 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

SV
gasNatural SDG, S.A.

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 corresponda 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.9 bis Capital flotante estimado:

	%
Capital Flotante estimado	31,54



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.

SI 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.

SI 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.

SI NO

	% de quórum distinto al establecido en art. 193	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC
--	---	---

	LSC para supuestos generales	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:

SI

NO

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida artículo 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría 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 en el artículo 2 del Reglamento de la Junta General.

Los accionistas constituidos en Junta General, debidamente convocada, decidirán con carácter general por mayoría simple en los asuntos propios de la competencia de la Junta. En tal caso se entenderá adoptado un acuerdo cuando obtenga más votos a favor que en contra del capital presente o representado.

Todos los socios, incluso los disidentes y los que no hayan participado en la reunión, quedan sometidos a los acuerdos de la Junta General.

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.

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.

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	
11/04/14	68,65%	12,67%	0%	0%	81,32%
14/05/15	68,57%	11,96%	0%	0%	80,53%

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la junta general.

SI NO

Número de acciones necesarias para asistir a la junta general	100
---	-----

B.6 Apartado derogado.

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	Categoría del consejero	Cargo en el consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
DON SALVADOR GABARRO SERRA		EJECUTIVO	PRESIDENTE	23/06/2003	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO		DOMINICAL	VICEPRESIDENTE	16/06/1989	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RAFAEL VILLASECA MARCO		EJECUTIVO	CONSEJERO DELEGADO	28/01/2005	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RAMÓN ADELL RAMÓN		INDEPENDIENTE	CONSEJERO	18/06/2010	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI		DOMINICAL	CONSEJERO	27/06/1991	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES		INDEPENDIENTE	CONSEJERO	20/04/2012	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON FRANCISCO BELIL CREIXELL		INDEPENDIENTE	CONSEJERO	14/05/2015	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE		DOMINICAL	CONSEJERO	29/06/2007	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ISIDRO FAINE CASAS		DOMINICAL	CONSEJERO	18/05/2015	18/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DÑA. BENITA MARIA FERRERO-WALDNER		INDEPENDIENTE	CONSEJERA	14/05/2015	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DÑA. CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL		INDEPENDIENTE	CONSEJERA	14/05/2015	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA		INDEPENDIENTE	CONSEJERO	23/06/2003	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN		DOMINICAL	CONSEJERO	14/05/2015	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ		DOMINICAL	CONSEJERO	20/04/2012	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS		DOMINICAL	CONSEJERO	26/06/2009	16/04/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUÁREZ DE LEZO		DOMINICAL	CONSEJERO	26/02/2010	11/04/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MIGUEL VALLS MASEDA		INDEPENDIENTE	CONSEJERO	28/01/2005	14/05/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL 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 consejero	Categoría del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
DON SANTIAGO COBO COBO	INDEPENDIENTE	14/05/2015
DON NEMESIO FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	DOMINICAL	14/05/2015
DON FELIPE GONZALEZ MARQUEZ	INDEPENDIENTE	14/05/2015
DON CARLOS LOSADA MARRODÁN	INDEPENDIENTE	14/05/2015
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	DOMINICAL	14/05/2015

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta categoría:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	PRESIDENTE
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	CONSEJERO DELEGADO

Número total de consejeros ejecutivos	2
% sobre el total del consejo	11,76%

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	REPSOL, S.A.
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI	CRITERIA CAIXA, S.A.U.
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	REPSOL, S.A.
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	CRITERIA CAIXA, S.A.U.
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTIN	REPSOL, S.A.
DON HERIBERT PADROL MUNTÉ	CRITERIA CAIXA, S.A.U.
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CRITERIA CAIXA, S.A.U.

DON LUÍS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.
-------------------------------------	--------------

Número total de consejeros dominicales	8
% sobre el total del consejo	47,05%

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de Barcelona.
DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES	Doctor en Derecho.
DON FRANCISCO BELIL CREIXELL	Ingeniero Superior.
DÑA. BENITA MARIA FERRERO-WALDNER	Doctora en Derecho.
DÑA. CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL	Doctora en Biología.
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA	Abogado.
DON MIGUEL VALLS MASEDA	Licenciado en Ciencias Económicas.

Número total de consejeros independientes	7
% total del consejo	41,17%

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 MIGUEL VALLS MASEDA	Consejero en VidaCaixa S.A. de Seguros y Reaseguros	Vidacaixa ha mantenido una relación de negocios como proveedor de servicios de GAS NATURAL

		<p>SDG, gasNatural SDG, S.A. sociedades de su grupo por importe de 23.151.347,64 € en 2014. El importe consolidado de compras y gastos del grupo Gas Natural Fenosa correspondiente al mismo ejercicio es del orden de 21.413 millones de Euros, por lo que no se cumple desde el lado de GAS NATURAL SDG, S.A. el requisito de significatividad establecido normativamente. En cuanto a Vidacaixa, en 2013 tuvo ingresos por primas de seguro superiores a 5.000 millones de Euros, por lo que tampoco se alcanza el umbral de significatividad desde el punto de vista de Vidacaixa.</p> <p>El Sr. Miguel Valls Maseda, pues reúne las condiciones personales y profesionales adecuadas, y no existe ninguna circunstancia objetiva que impida dicha calificación –no es consejero ejecutivo, no posee una participación accionarial significativa, no representa a ningún accionista significativo y no se halla en ninguna de las situaciones que impedirían su calificación como independiente.</p>
--	--	---

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Se identificará a los otros consejeros externos y se detallarán los motivos por lo que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos o sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo

Número total de otros consejeros externos	
% total del consejo	

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la categoría de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Categoría anterior	Condición actual
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	27/03/2015	DOMINICAL	EJECUTIVO

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras al cierre de los últimos 4 ejercicios, así como la categoría de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada categoría			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
Ejecutiva	0	0	0	0	0	0	0	0
Dominical	0	0	0	0	0	0	0	0
Independiente	2	0	0	0	29%	0	0	0
Otras Externas	0	0	0	0	0	0	0	0
Total:	2	0	0	0	29%	0	0	0

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
La Comisión de Nombramientos y Retribuciones vela para que en la cobertura de nuevas vacantes 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.

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 o las propuestas 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.

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
De las cuatro nuevas incorporaciones de Consejeros en la Junta General de accionistas de 14 de mayo de 2015, el 50% fueron consejeras. Este porcentaje se elevó al 67% en el caso de las nuevas incorporaciones de consejeros independientes. Se aprecia que el grado de decisión de la Comisión de Nombramientos y retribuciones en relación con los consejeros dominicales es lógicamente menor.

C.1.6.bis Explique las conclusiones de la comisión de nombramientos sobre la verificación del cumplimiento de la política de selección de consejeros. Y en particular, sobre cómo dicha política está promoviendo el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha verificado la Política de selección de consejeros y ha concluido que la misma es acorde con las necesidades de la Compañía y con las recomendaciones de buen gobierno corporativo. La Compañía ha pasado en 2015 de no tener ninguna consejera a tener dos consejeras que, como se ha indicado supone la mitad de las nuevas incorporaciones durante el año.

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 disponen de consejeros dominicales.

Tanto la FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa", 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, FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS i PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa"



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 FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA "la Caixa" 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 3% 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:

SI 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 al consejo y a través de qué medio, y, en caso de que lo haya hecho por escrito, 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 existan, 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	¿Tiene funciones ejecutivas?



DON RAFAEL VILLASECA MARCO	COMPANÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	PRESIDENTE	NO
----------------------------	--	------------	----

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 ANTONIO BRUFAU NIUBO	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE
DON LUIS SUÁREZ DE LEZO	REPSOL, S.A.	SECRETARIO CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	CAIXABANK, S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	TELEFÓNICA, S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	REPSOL, S.A.	VICEPRESIDENTE PRIMERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	BANCO BPI	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	THE BANK OF EAST ASIA	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	CONSEJERO
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	EBRO FOODS, S.A.	VICEPRESIDENTE
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	SACYR, S.A.	VICEPRESIDENTE
DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZÁBAL	COMPANÍA DE DISTRIBUCIÓN INTEGRAL LOGISTA HOLDINGS, S.A.	CONSEJERA
DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZÁBAL	CORPORACIÓN FINANCIERA ALBA, S.A.	CONSEJERA
DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZÁBAL	SYGNIS AG	PRESIDENTA DEL CONSEJO DE SUPERVISIÓN
DOÑA BENITA FERRERO-WALDNER	MUNICH REINSURANCE CO	MIEMBRO DEL CONSEJO DE VIGILANCIA

C.1.13 Indique y, en su caso explique, si el reglamento del consejo establece reglas sobre el número máximo de consejos de sociedades de los que puedan formar parte sus consejeros:

SI

NO

Explicación de las reglas

C.1.14 Apartado derogado.

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	7.292.
Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros)	2.930
Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros)	10.214

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 CARLOS JAVIER ÁLVAREZ FERNÁNDEZ	DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO
DON SERGIO ARANDA MORENO	DIRECTOR GENERAL DE LATINOAMÉRICA
DON CARLOS AYUSO SALINAS	DIRECTOR DE AUDITORÍA INTERNA, COMPLIANCE Y CONTROL INTERNO
DON ANTONIO BASOLAS TENA	DIRECTOR GENERAL DE ESTRATEGIA Y DESARROLLO
DON JOSÉ MARÍA EGEA KRAUEL	DIRECTOR GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA
DON MANUEL FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MAYORISTAS DE ENERGÍA
DON JOSÉ JAVIER FERNÁNDEZ MARTÍNEZ	DIRECTOR GENERAL DE GLOBAL POWER GENERATION
DON MANUEL GARCÍA COBALEDA	DIRECTOR GENERAL DE SERVICIOS JURÍDICOS Y SECRETARÍA DEL CONSEJO
DON JORDI GARCÍA TABERNERO	DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN Y GABINETE DE PRESIDENCIA
DON DANIEL LÓPEZ JORDÀ	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MINORISTAS

	DE ENERGÍA
DON ANTONI PERIS MINGOT	DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS REGULADOS
DOÑA. ROSA M ^a SANZ GARCÍA	DIRECTORA GENERAL DE PERSONAS Y RECURSOS

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	9.584
---	-------

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
D. ANTONIO BRUFAU NIUBO	REPSOL, S.A.	PRESIDENTE
DON LUÍS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.	SECRETARIO CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRÓ SERRA	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON SALVADOR GABARRO SERRA	CRITERIA CAIXA, S.A.U.	VICEPRESIDENTE TERCERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	REPSOL, S.A.	VICEPRESIDENTE PRIMERO
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	CRITERIA CAIXA, S.A.U.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	CAIXABANK, S.A.	PRESIDENTE
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CAIXABANK, S.A.	CONSEJERO
DON MIGUEL VALLS MASEDA	VIDACAIXA, S.A. DE SEGUROS Y REASEGUROS	CONSEJERO
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA	PETROLEOS DEL NORTE, S.A. (PETRONOR)	PRESIDENTE

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 accionistas significativo vinculado	Descripción relación
DON ISIDRO FAINÉ CASAS	FUNDACIÓN BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA	PRESIDENTE DE LA FUNDACIÓN BANCARIA "LA CAIXA"

	CAIXA)	
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	REPSOL, S.A.	SECRETARIO GENERAL
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTIN	REPSOL, S.A.	DIRECTOR GENERAL ECONOMICO-FINANCIERO Y DESARROLLO CORPORATIVO

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

SI NO

Descripción modificaciones
<p>Se han modificado los siguientes artículos:</p> <p>Artículo 3.- Composición cuantitativa y cualitativa. Artículo 2.- Interpretación y modificación. Artículo 4.- Funciones y facultades del Consejo de Administración. Artículo 5.- Facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración. Artículo 7.- Funciones específicas relativas a las Cuentas Anuales y al Informe de Gestión. Artículo 9.- Reuniones del Consejo de Administración Artículo 10.- Desarrollo de las sesiones. Artículo 11.- Nombramiento de Consejeros. Artículo 12.- Designación de Consejeros Independientes Artículo 13.- Duración del cargo y cooptación. Artículo 14.- Reelección de Consejeros. Artículo 15.- Cese de los Consejeros. Artículo 16.- Deberes del Consejero: Normas generales Artículo 17.- Deber de confidencialidad del Consejero. Artículo 18.- Obligación de no competencia. Artículo 19.- Uso de información y de los activos sociales. Artículo 20.- Oportunidades de negocios. Artículo 22.- Retribución del Consejero. Artículo 24.- El Vicepresidente. Artículo 26.- El Secretario del Consejo de Administración. Funciones y nombramiento. Artículo 29.- De las Comisiones del Consejo de Administración. Artículo 30.- La Comisión Ejecutiva. Artículo 31.- La Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Artículo 32.- La Comisión de Auditoría. Artículo 35.- Relaciones con los mercados.</p> <p>Las modificaciones acordadas han tenido por objeto adecuar los artículos del Reglamento al contenido de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo. Una mayor concreción de la modificación operada puede encontrarse en el Informe elaborado por el Consejo de Administración puesto a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2015.</p>

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 4, 11 al 15 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 fueron nombrados los Consejeros se produjeran vacantes, el Consejo podrá designar por el sistema de cooptación las personas que hayan de ocuparlas hasta que se reúna la primera Junta General de accionistas.

No se requiere la cualidad de accionista para ser nombrado Consejero.

No podrán ser propuestos, designados o calificados como Consejeros Independientes quienes se encuentren en alguna de las situaciones que conforme a la legislación vigente impiden dicha caracterización.

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/propuesta previos de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que someta el Consejo de Administración a la consideración de la Junta General y las decisiones de nombramiento que adopte dicho órgano en virtud de las facultades de cooptación que tiene legalmente atribuidas deberán estar precedidas de una propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en el caso de Consejeros Independientes o de un informe para el resto de Consejeros. Cuando el Consejo se aparte de las recomendaciones de dicha Comisión habrá de motivar y dejar constancia en acta de las razones de su proceder.

2.- Reelección:

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de tres años, pudiendo ser reelegidos. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo en los términos establecidos por la legislación vigente.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo de los Consejeros propuestos durante el mandato precedente, deberá proponer en el caso de Consejeros Independientes e informar respecto del resto de Consejeros con carácter preceptivo sobre la propuesta de reelección de Consejeros que el Consejo de Administración decida presentar a la Junta General.



Los Consejeros Independientes no permanecerán en su cargo como tales por un periodo superior a doce años.

3.- Evaluación:

Conforme al artículo 4.5. del Reglamento del Consejo evaluará periódicamente su propio funcionamiento, así así como el de sus Comisiones.

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.

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

- a) Cuando los Consejeros Ejecutivos cesen en las funciones ejecutivas.
- b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

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 Explique en qué medida la evaluación anual del consejo ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones
La autoevaluación del Consejo de Administración 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 2015 ha funcionado con la normalidad esperada, ejercitando plenamente sus competencias con respeto a la legislación y a la normativa de organización y funcionamiento del Reglamento del Consejo.

C.1.20.bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus

S



comisiones, del desempeño del presidente del Consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad y del desempeño y la aportación de cada consejero.

C.1.20.ter Desglose, en su caso, las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo.

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

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.

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

- a) Cuando los Consejeros Ejecutivos cesen en las funciones ejecutivas.
- b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

C.1.22 Apartado derogado.

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?

SI NO X

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.

SI NO X

Descripción de los requisitos



C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

SI 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:

SI 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:

SI 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 alguna limitación en cuanto a las categorías en que es posible delegar, más allá de las limitaciones impuestas por la legislación. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Según lo establecido en el asegundo párrafo del 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. En todo caso, los Consejeros no ejecutivos sólo podrán hacerse representar por otro Consejero no ejecutivo.”

Por su parte, el artículo 10.3 del Reglamento del Consejo indica “Cada Consejero podrá conferir su representación a otro Consejero, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo. La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio documental escrito, siendo válido el telegrama, correo electrónico, télex o telefax dirigido a la Presidencia o a la Secretaria 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

Si el presidente es consejero ejecutivo, indíquese el número de reuniones realizadas, sin asistencia ni representación de ningún consejero ejecutivo y bajo la presidencia del consejero coordinador.

Número de reuniones	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	5
Número de reuniones del comité de auditoría	9
Número de reuniones de la comisión de nombramientos y retribuciones	4
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	
Número de reuniones de la comisión 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:

Número de reuniones con la asistencias de todos los consejeros	6
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	95,59

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

SI 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 Álvarez Fernández	Director General Económico-Financiero

C.1.34 Apartado derogado.

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos concretos 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.

Entre las funciones legales que corresponden a la Comisión de Auditoría están la de establecer las oportunas relaciones con el auditor externo para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan suponer amenaza para su independencia, para su examen por la comisión, y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, y, cuando proceda, la autorización de los servicios distintos de los prohibidos, en los términos contemplados en los artículos 5, apartado 4, y 6.2.b) del Reglamento (UE) n.º 537/2014, de 16 de abril, y en lo previsto en la sección 3.ª del capítulo IV del título I de la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, sobre el régimen de independencia, 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 externos la declaración de su independencia en relación con la entidad o entidades vinculadas a esta directa o indirectamente, así como la información detallada e individualizada de los servicios adicionales de cualquier clase prestados y los correspondientes honorarios percibidos de estas entidades por el auditor externo o por las personas o entidades vinculados a este de acuerdo con lo dispuesto en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas.

También es función de la Comisión 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 si la independencia de los auditores de cuentas o sociedades de auditoría resulta comprometida. Este informe deberá contener, en todo caso, la valoración motivada de la prestación de todos y cada uno de los servicios adicionales a que hace referencia la letra anterior, individualmente considerados y en su conjunto, distintos de la auditoría legal y en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas.

Asimismo, el Consejo de Administración ha encomendado a la Comisión de Auditoría, entre otras, las siguientes funciones: velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia y asegurar que la sociedad y el auditor externo respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas sobre independencia de los auditores.

Por su parte, el artículo 6.4 del Reglamento del Consejo dispone que “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.”

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:

SI NO X

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

SI 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:

SI X NO

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	0	22	22
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	0%	0,5%	0,5%

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 de la comisión de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

SI 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	25	25

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	100%	100%

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

SI NO

Detalle el procedimiento
<p>Establece el artículo 21 del Reglamento del Consejo: “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, facilitándosele directamente la información, ofreciéndosele los interlocutores apropiados o arbitrándose cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado. 2.- Los Consejeros tendrán, además, la facultad de proponer al Consejo de Administración, la contratación con cargo a la Sociedad de 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. 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. El Consejo de Administración podrá vetar la aprobación de la propuesta a que se refiere el apartado 2 de este artículo en consideración tanto a su innecesidad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía –desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad- cuanto finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.”</p>

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
<p>Establece el artículo 9, puntos 2 y 3, del Reglamento del Consejo:</p> <p>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. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente, salvo que se trate de la convocatoria obligatoria prevista en el párrafo 1 anterior, en cuyo caso el orden del día de la convocatoria incluirá los asuntos indicados por los Consejeros que la pidan. 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. Las sesiones del Consejo de Administración tendrán lugar normalmente en el domicilio social pero también podrán celebrarse en cualquier otro lugar que determine el Presidente y se señale en la convocatoria.3.- El Consejo podrá celebrarse, asimismo, en varias salas simultáneamente, siempre y cuando se asegure por medios audiovisuales o telefónicos la interactividad e intercomunicación entre ellas en tiempo real y, por tanto, la unidad del acto. En este caso, se hará constar en la convocatoria el sistema de conexión y, de resultar aplicable, los lugares en que están disponibles los medios técnicos necesarios para asistir y participar en la reunión. Los acuerdos se considerarán adoptados en el lugar donde esté la Presidencia.</p> <p>Es práctica habitual remitir a los Consejeros, junto con la convocatoria de la reunión, toda aquella información que esté disponible y pueda resultarles útil para un más exacto conocimiento de los asuntos a tratar en la sesión del Consejo.</p> <p>Asimismo, durante la reunión y con posterioridad a la misma, los Consejeros solicitan cuanta información o aclaraciones estimen pertinentes en relación con los puntos tratados en la sesión.</p>

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:

SI NO

Explique las reglas
Conforme al artículo 16.3, c) del Reglamento del Consejo, el Consejero

está sometido al deber de lealtad en los términos establecidos en la legislación vigente y, en particular 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.

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

- a) Cuando los Consejeros Ejecutivos cesen en las funciones ejecutivas.
- b) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

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:

SI NO

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones
Demetrio Carceller Arce	214/2009	


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.

SI NO

Decisión tomada/actuación realizada	Explicación razonada
El Consejo de Administración examinó los hechos que se le imputaban al Sr. Carceller a raíz de una comunicación enviada por dicho Consejero y estimó que no procedía adoptar medida alguna.	El Consejo tuvo en cuenta la debida presunción de inocencia predicable de todo imputado y que la naturaleza de los hechos que se le imputaban se circunscribían a un ámbito familiar.

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 contemplaba a 31 de diciembre de 2015 como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

Una parte importante de las sociedades participadas con socios ajenos al grupo contienen cláusulas de cambio de control que permiten al otro socio optar por adquirir las participaciones en caso de cambio de control de la sociedad tenedora del grupo GAS NATURAL FENOSA.

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 si bien suelen contar con un plazo 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. 3.000 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. Cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

La mayor parte de las cláusulas de cambio de control están ligadas a que se provoquen perjuicios para los acreedores o reducciones importantes de rating. En su mayoría se excluye el cambio de control si cualquiera de los accionistas actuales mantienen participaciones relevantes en la compañía conjuntamente con un 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	24
Tipo de beneficiario	Descripción del acuerdo
<p>Comité de Dirección y otros Directivos</p>	<p>El contrato del Consejero Delegado establece una indemnización por importe de tres anualidades de retribución total para determinados supuestos de extinción de la relación contractual: por decisión de la compañía, salvo incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales que ocasione un perjuicio grave a los intereses de la Entidad o por decisión del Consejero Delegado, siempre que la extinción de la relación mercantil venga motivada por una serie de circunstancias tasadas y contractualmente convenidas (incumplimiento empresarial grave, vaciamiento o reducción sustancial de funciones, modificación sustancial de las condiciones del contrato o cambio relevante en el accionariado de la Entidad).</p> <p>Adicionalmente y en concepto de pacto no competencia post-contractual se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución total. El pacto no competencia post-contractual tiene una duración de un año.</p> <p>Los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección contienen una cláusula que establece una indemnización mínima de dos anualidades de retribución en determinados casos de extinción de la relación, salvo que la extinción venga motivada por una decisión unilateral del Directivo no encuadrada entre las causas de rescisión que se contemplan en los arts. 40, 41 o 50 del Estatuto de los Trabajadores o en los supuestos en los que el despido sea declarado procedente en cuyo caso no se tendrá derecho a indemnización alguna. Asimismo, los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna contienen una cláusula que establece una</p>

	<p>indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.</p> <p>Por otra parte, existen acuerdos de indemnización con otros diecisiete Directivos, equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años. Adicionalmente, trece de estos Directivos tienen acuerdos de indemnización cuyos importes dan derecho a los mismos a percibir una indemnización mínima de una anualidad en determinados casos de extinción de la relación, salvo que la extinción venga motivada por una decisión unilateral del Directivo no encuadrada entre las causas de rescisión que se contemplan en los arts. 40, 41 o 50 del Estatuto de los Trabajadores o en los supuestos en los que el despido sea declarado procedente en cuyo caso no se tendrá derecho a indemnización alguna.</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	X	

	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 ejecutivos, dominicales, independientes y otros externos que las integran:

COMISIÓN EJECUTIVA O DELEGADA

Nombre	Cargo	Categoría
DON SALVADOR GABARRO SERRA	PRESIDENTE	EJECUTIVO
DON RAFAEL VILLASECA MARCO	CONSEJERO DELEGADO	EJECUTIVO
DON RAMÓN ADELL	CONSEJERO	INDEPENDIENTE

RAMÓN		
DON ENRIQUE ALCÁNTARA-GARCÍA IRAZOQUI	CONSEJERO	DOMINICAL
DON DEMETRIO CARCELLER ARCE	CONSEJERO	DOMINICAL
DON EMILIANO LÓPEZ ACHURRA	CONSEJERO	INDEPENDIENTE
DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN	CONSEJERO	DOMINICAL
DON JUAN ROSELL LASTORTRAS	CONSEJERO	DOMINICAL

% de consejeros ejecutivos	25%
% de consejeros dominicales	50%
% de consejeros independientes	25%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

a) Funciones de la Comisión Ejecutiva:

Corresponden a la Comisión Ejecutiva las siguientes funciones:

Materias ordinariamente indelegables, pero que podrán adoptarse por la Comisión Ejecutiva o por el/los Consejero/s Delegado/s, por razones de urgencia debidamente justificadas y que deberán ser ratificadas en el primer Consejo de Administración que se celebre tras la adopción de la decisión

- a) La aprobación del plan estratégico o de negocio, los objetivos de gestión y presupuesto anuales, el plan de financiación anual, la política de inversiones y de financiación, la política de responsabilidad social corporativa y la política de dividendos.
- b) La determinación de la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.
- c) La determinación de la política de gobierno corporativo de la Sociedad y del grupo del que sea entidad dominante; su organización y funcionamiento y, en particular, la aprobación y modificación de su propio Reglamento.
- d) La aprobación de la información financiera que, por su condición de cotizada, deba hacer pública la Sociedad periódicamente.
- e) La definición de la estructura del grupo de sociedades del que la sociedad sea entidad dominante.

f) La aprobación de las inversiones u operaciones de todo tipo que por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico o especial riesgo fiscal, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General.

g) La aprobación de 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 de la Sociedad y su grupo.

h) La aprobación, previo informe de la Comisión de Auditoría, de las operaciones que la Sociedad o sociedades de su grupo realicen con consejeros, en los términos establecidos en la legislación vigente, o con accionistas titulares, de forma individual o concertadamente con otros, de una participación significativa, incluyendo accionistas representados en el Consejo de Administración de la Sociedad o de otras sociedades que formen parte del mismo grupo o con personas a ellos vinculadas.

i) La determinación de la estrategia fiscal de la sociedad.

Materias en que los acuerdos pueden ser adoptados, indistintamente, por el Consejo de Administración o por la Comisión Ejecutiva

a) La definición de la estructura general de delegaciones y apoderamientos.

b) La constitución de nuevas sociedades o entidades o variación de la participación en las ya existentes.

c) La aprobación de operaciones de fusión, absorción, escisión, concentración o disolución, con o sin liquidación, en que esté interesada cualquiera de las sociedades del Grupo.

d) La enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos por parte de cualquier sociedad del Grupo.

e) La aprobación de los proyectos de inversión a efectuar por cualquier sociedad del Grupo.

f) La aprobación de los programas de emisión y renovación de pagarés en serie, de obligaciones o de otros títulos similares por cualquier sociedad del Grupo.

g) La aprobación de operaciones financieras, a efectuar por cualquier sociedad del Grupo que no estén incluidas en el Plan de Financiación Anual.

h) La concesión de afianzamientos por parte de sociedades pertenecientes al Grupo para garantizar obligaciones de entidades no pertenecientes al mismo, o que perteneciendo al mismo, tengan socios externos.

i) La 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.

j) La aprobación del nombramiento y cese de los Patrons y cargos de la FUNDACIÓN GAS NATURAL FENOSA y de las personas físicas representantes 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.

k) La celebración de acuerdos de carácter comercial, industrial o financiero de importancia relevante para el Grupo que supongan una modificación, cambio o revisión del Plan Estratégico o Presupuesto Anual vigentes

En relación con las materias contempladas en las letras b), c), d), e), g), h) e i), se requerirá la aprobación del Consejo de Administración o de la Comisión Ejecutiva en aquéllos acuerdos que, por su naturaleza o cuantía, tengan especial relevancia para el Grupo. Se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones cuya importancia económica supere 15 millones de euros, salvo en el caso de las letras h) e i) que se sitúa en 5 millones de euros y de la letra j) cuyo umbral de relevancia se establece en 200.000 euros.

Salvo que al adoptar el correspondiente acuerdo se apruebe un régimen distinto, se considerará que una inversión u operación no precisa de una aprobación adicional cuando en su ejecución se produzca una desviación, si esta no es superior al 10% ni a 15 millones de euros sobre el importe autorizado por el Consejo o, en su caso, por la Comisión Ejecutiva.

Cuando sea preceptivo, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión Ejecutiva deberán adoptarse previo informe de la Comisión competente en la materia.

b) Procedimientos y reglas de 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 las categorías previstas en el artículo 3 del presente Reglamento, guardando una proporción semejante a la 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.

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 delegación permanente de facultades por parte del Consejo de Administración a favor de la Comisión Ejecutiva comprenderá todas las

facultades del Consejo, salvo las legal o estatutariamente indelegables o las que no puedan ser delegadas por virtud de lo dispuesto en el presente Reglamento.

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, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 5 de este Reglamento.

Serán de aplicación a la Comisión Ejecutiva, en la medida en que puedan serlo, las disposiciones de este Reglamento relativas al funcionamiento del Consejo de Administración.

c) Actuaciones más importantes durante el ejercicio de 2015:

En ejercicio de sus competencias durante el ejercicio ha analizado, informado y/o adoptado acuerdos sobre, entre otras, las materias siguientes:

- Calidad y eficiencia de su funcionamiento.
- Propuestas de inversión varias.
- Operaciones financieras.
- Informes de situación.

Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría:

SI X NO

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

COMISIÓN DE AUDITORÍA

Nombre	Cargo	Categoría
DON RAMÓN ADELL RAMÓN	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON FRANCISCO	CONSEJERO	INDEPENDIENTE

BELIL CREIXELL		
DON LUÍS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA	CONSEJERO	DOMINICAL

% de consejeros dominicales	33,33%
% de consejeros independientes	66,67%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

a) Funciones de la Comisión de Auditoría:

La Comisión tiene las competencias que le señala la Ley y las que le sean encomendadas por el Consejo de Administración con carácter general o particular.

En Consejo de Administración le ha encomendado las funciones siguientes:

- Elaborar el informe sobre la independencia del Auditor.
- Elaborar el Informe sobre el funcionamiento de la Comisión de Auditoría.
- Elaborar el Informe sobre operaciones vinculadas.
- Elaborar el Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.
- Velar porque el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el Presidente de la Comisión como los Auditores, expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones.
- En relación con los sistemas de información y control:
 - (a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
 - (b) Velar por la independencia de la unidad que asume la función de auditoría interna; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes. Proponer al Presidente del Consejo de

Administración la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna, así como proponer el presupuesto de ese servicio, correspondiendo la decisión última al Presidente del Consejo de Administración.

- (c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.
- En relación con el auditor externo.
 - (a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.
 - (b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.
 - (c) Supervisar que la sociedad comunique como hecho relevante a la Comisión Nacional del Mercado de Valores 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.
 - (d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.
 - (e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas sobre independencia de los auditores.
- Convocar a cualquier empleado o directivo de la Sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.
- Analizar e informar al Consejo de Administración sobre las condiciones económicas y el impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje, en relación a las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que por su naturaleza o cuantía tengan especial relevancia. Se entenderá que tienen dicha relevancia las operaciones cuyo valor neto supere el valor del 25% de los activos que figuren en el último balance aprobado de la Sociedad.
- En relación con la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los Códigos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa.
 - (a) La supervisión del cumplimiento de los códigos

internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.

- (b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.
- (c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.
- (d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.
- (e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.
- (f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.
- (g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa –incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.
- (h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

b) Procedimientos y reglas de organización y funcionamiento

La Comisión de Auditoría estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco Consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los Consejeros no Ejecutivos, teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos. Sus miembros cesarán cuando los hagau 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 dos de los miembros de la Comisión tendrán la categoría de Consejero Independiente, de entre los cuales, el Consejo de Administración elegirá al Presidente de la Comisión, quien no tendrá voto de calidad. 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 o propuestas de su competencia o cuando lo estime conveniente su Presidente o previa solicitud de dos de sus miembros y, al menos, cuatro veces al año. La convocatoria deberá de ser hecha con una antelación mínima de dos días a la fecha señalada para la reunión, salvo causa especial justificada. Las reuniones tendrán lugar ordinariamente en el domicilio social. La Comisión podrá invitar a sus

reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente.

c) Actuaciones más importantes durante el ejercicio de 2015:

En ejercicio de sus competencias durante el ejercicio ha informado y/o adoptado propuestas sobre, entre otras, las materias siguientes:

- Calidad y eficiencia de su funcionamiento.
- Auditoría externa de las cuentas anuales individuales y consolidadas.
- Información económica.
- Nombramiento de Auditores.
- Situación fiscal.
- Independencia del Auditor.
- Operaciones vinculadas.

Identifique al consejero miembro de la comisión de auditoría que haya sido designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas e informe sobre el número de años que el Presidente de esta comisión lleva en el cargo.

Nombre del consejero con experiencia	DON RAMÓN ADELL RAMÓN
Nº de años del presidente en el cargo	1

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Categoría
DON MIGUEL VALLS MASEDA	PRESIDENTE	INDEPENDIENTE
DON ANTONIO BRUFAU NIUBO	CONSEJERO	DOMINICAL
DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL	CONSEJERA	INDEPENDIENTE

% de consejeros dominicales	33,33
% de consejeros independientes	66,67
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

a) Funciones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

La Comisión tiene las competencias que le señala la Ley y las que le sean encomendadas por el Consejo de Administración con carácter general o particular.

En Consejo de Administración le ha encomendado las funciones siguientes:

- Elaborar el informe sobre el funcionamiento de la

Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- Verificar la política de selección de Consejeros e informar de ello en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.
- Por delegación que le debe otorgar el Presidente del Consejo, organizar y coordinar la evaluación periódica del Consejo y la del primer ejecutivo de la Sociedad.
- Elaborar el informe sobre el funcionamiento del Consejo de Administración.
- Proponer al Consejo de Administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.
- Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la Sociedad.
- Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.
- Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.
- Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

b) Procedimientos y reglas de 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 no Ejecutivos, 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.

Al menos dos de los miembros de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tendrán la consideración de Consejeros Independientes y, de entre los cuales 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, convocada por su Presidente, se reunirá cuantas veces sea necesario para emitir los informes o propuestas de su competencia o lo considere conveniente su Presidente o previa solicitud de dos de sus miembros. Será convocada por el Presidente, con una antelación mínima de dos días a la fecha señalada para la reunión, salvo causa especial justificada. Las reuniones tendrán lugar ordinariamente en el domicilio social. La Comisión podrá invitar a sus reuniones a cualquier directivo o empleado que considere conveniente.

e) Actuaciones más importantes durante el ejercicio de 2015:

En ejercicio de sus competencias durante el ejercicio ha informado y/o adoptado propuestas sobre, entre otras, las materias siguientes:

- Informe anual sobre las remuneraciones de los Consejeros.
- Grado de cumplimiento de objetivos del Grupo.
- Retribución empleados.
- Política de remuneraciones de los Consejeros.
- Calidad y eficiencia de su funcionamiento.
- Operaciones con vinculadas.
- Reelección, ratificación o nombramientos de Consejeros.
- Nombramientos de Directores Generales.

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	Cargo	Categoría

% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

--

COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Categoría

% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

--

Nombre	Cargo	Categoría

% de consejeros dominicales	
% de consejeros independientes	
% de otros externos	

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

--

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro años:

	Número de consejeras			
	Ejercicio t Número %	Ejercicio t-1 Número %	Ejercicio t-2 Número %	Ejercicio t-3 Número %
Comisión ejecutiva	0	0	0	0
Comisión de auditoría	0	0	0	0
Comisión de nombramientos y retribuciones	33%	0	0	0
Comisión de nombramientos	-	-	-	-
Comisión de retribuciones	-	-	-	-
Comisión de _____	-	-	-	-

C.2.3 Apartado derogado.

C.2.4 Apartado derogado.

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 se hallan reguladas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento organización y funcionamiento del Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A. y sus Comisiones.



Ambos documentos se encuentran publicados en la página web de la Compañía (www.gasnaturalfenosa.com) → Accionistas e inversores
 → Gobierno Corporativo → Normas de gobierno corporativo.

Durante el ejercicio de 2015 se han modificado los artículos siguientes relacionados con dichas Comisiones: Estatutos Sociales (art. 51: Composición de la Comisión Ejecutiva, art. 51 bis: Comité de Auditoría y art. 51 ter: Comisión de Nombramientos y Retribuciones) Reglamento del Consejo (art.5 Facultades cuyo ejercicio se reserva expresamente el Consejo de Administración, art. 29.- De las Comisiones del Consejo de Administración, art. 30.- La Comisión Ejecutiva, art. 31.- La Comisión de Nombramientos y Retribuciones y art. 32.- La Comisión de Auditoría)

Tanto la Comisión Ejecutiva como la Comisión de Auditoría y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones han elaborado un informe sobre la calidad y eficacia de su funcionamiento durante el ejercicio anterior.

C.2.6 Apartado derogado.

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPO

D.1 Explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.

Procedimiento para informar la aprobación de operaciones vinculadas
<p>Conforme al art. 5.II del Reglamento del Consejo de Administración entre las competencias indelegables del Consejo pero que podrán adoptarse por la Comisión Ejecutiva o por el/los Consejero/s Delegado/s, por razones de urgencia debidamente justificadas y que deberán ser ratificadas en el primer Consejo de Administración que se celebre tras la adopción de la decisión está la aprobación, previo informe de la Comisión de Auditoría, de las operaciones que la Sociedad o sociedades de su grupo realicen con consejeros, en los términos establecidos en la legislación vigente, o con accionistas titulares, de forma individual o concertadamente con otros, de una participación significativa, incluyendo accionistas representados en el Consejo de Administración de la Sociedad o de otras sociedades que formen parte del mismo grupo o con personas a ellos vinculadas.</p> <p>Por su parte, el art- 6.5 del Reglamento del Consejo indica que el Consejo de Administración incluirá 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.</p> <p>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.</p> <p>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,</p>

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 CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Intereses cargados	3.488
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Intereses devengados pero no pagados	44
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	28.705
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Recepción de servicios	14.009
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Intereses abonados	1.947
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Intereses devengados pero no cobrados	93
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Prestación de servicios	561
CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Acuerdos de financiación: otros	779.317
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Ventas de inmovilizado intangible	458.355
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Acuerdos de financiación: préstamos	205.384
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Garantías y avales	201.667
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Contratos de gestión	1.053.762
CRITERIA CAIXA, S.A.U.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Dividendos y otros beneficios	311.716

			distribuidos	
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Recepción de servicios	5.148
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Compras de bienes terminados o no	292.762
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Prestación de servicios	374
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Ventas de bienes terminados o no	878.022
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Compras de inmovilizado material	74.209
REPSOL, S.A.	GAS NATURAL SDG, S.A.	COMERCIAL	Dividendos y otros beneficios distribuidos	273.873

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.

Todas las operaciones realizadas por la sociedades o sociedades del grupo con otras entidades pertenecientes al mismo grupo forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. El detalle de las transacciones no eliminadas en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados aparece en la nota 32 de las cuentas anuales consolidadas.

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)
Global Power Generation, S.A.	Dividendos percibidos de Buenergía Gas & Power,	39.037

	Ltd.	
Buenergía Gas & Power, Ltd.	Dividendos percibidos de Ecoeléctrica Holding, Ltd	51.886
Ecoeléctrica Holding, Ltd	Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y Ecoeléctrica Limited y abonados a Buenergía Gas & Power, Ltd	51.886
Ecoeléctrica, Ltd.	Dividendos percibidos de Ecoeléctrica, L.P. y abonados a Ecoeléctrica Holding, Ltd.	519

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

0 (en miles de Euros).

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:

Conforme al Reglamento del Consejo:

El Consejero está sometido al deber de lealtad en los términos establecidos en la legislación vigente y, en particular:

- El Consejero deberá abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Se excluirán de la anterior obligación de abstención los acuerdos o decisiones que le afecten en su condición de administrador, tales como su designación o revocación para cargos en el órgano de administración u otros de análogo significado.
- El Consejero también deberá adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con la Sociedad.
- 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.
- El Consejero deberá notificar a la Sociedad los cambios significativos en su situación profesional y los que afecten al carácter o categoría en que se halle clasificado.
- 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.

El Consejero deberá abstenerse de desarrollar actividades por cuenta propia o cuenta ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con la Sociedad o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de la Sociedad. En particular, 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.

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:

Corresponde al Consejo de Administración, previo informe de la Comisión correspondiente, la aprobación de las operaciones que la Sociedad o sociedades de su grupo realicen con consejeros, en los términos establecidos en la legislación vigente, o con accionistas titulares, de forma individual o concertadamente con otros, de una participación significativa, incluyendo accionistas representados en el Consejo de Administración de la Sociedad o de otras sociedades que formen parte del mismo grupo o con personas a ellos vinculadas.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

S



SI NO X

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:

SI 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

Indique 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 GESTIÓN DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad incluidos los de naturaleza fiscal.

El Sistema de Gestión de Riesgos funciona de forma integral y continua, consolidando la 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, cuantificando el impacto de los principales factores de riesgo y garantizando la homogeneidad en los criterios empleados en su medición.

El objetivo es anticipar las potenciales desviaciones respecto a los objetivos globales y garantizar que la toma de decisiones considera un equilibrio adecuado y conocido entre riesgo y rentabilidad, desde una óptica tanto de contribución marginal a la cartera global como particular de cada uno de los negocios.

La gestión del riesgo en Gas Natural Fenosa tiene por objeto garantizar la predictibilidad y la sostenibilidad en el desempeño operativo y financiero de la Compañía.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos incluido el fiscal.

Comisión de Auditoría y Control

5



Es el máximo órgano supervisor de la eficacia del control interno y de gestión de riesgos de la compañía. Vela para que éstos identifiquen los diferentes tipos de riesgo y las medidas previstas para mitigarlos y para abordarlos en caso de que se materialicen en un daño efectivo.

Comité de Riesgos

Es el responsable de determinar y revisar el Perfil de Riesgo objetivo de la compañía. Garantiza su alineamiento con la posición estratégica de la misma y vela por los intereses de sus grupos de interés. Asimismo, supervisa que toda la organización comprenda y acepte su responsabilidad en la identificación, evaluación y gestión de los riesgos más relevantes.

Dirección de Riesgos

Reporta a la Dirección General Económico Financiera, lo que le permite contar con la visión corporativa necesaria para el desarrollo de sus funciones, sin perjuicio de contar con unidades específicas de gestión de Riesgos de Negocios Mayoristas y Negocios Minoristas, en estrecho contacto con las unidades de negocio que soportan la mayor exposición al riesgo por su perfil y cifra de negocio.

El trabajo de la Dirección de Riesgos se centra en objetivar la exposición a las incertidumbres e interiorizar los niveles de exposición al riesgo en los procesos de toma de decisiones de la alta dirección, como instrumento para seleccionar rentabilidades de forma eficiente. Es responsable de coordinar los distintos agentes involucrados en la gestión de riesgos. El seguimiento y evaluación de la exposición al riesgo bajo un enfoque integrado permite potenciar la eficiencia de esta toma de decisiones, optimizando el binomio rentabilidad-riesgo.

La Dirección de Riesgos es responsable de velar por el mantenimiento del perfil de riesgo global, así como de la medición y control recurrente del riesgo.

Los Negocios

Son los responsables de la gestión del riesgo en sus ámbitos de actuación. Identifica las tendencias y posiciones que puedan implicar riesgo y las reporta a la Dirección de Riesgos, aplican las directrices y criterios de gestión dictaminados por ésta.

La gestión del riesgo se fundamenta en una serie de conceptos clave entre los que se encuentra el Perfil de Riesgo, entendido como el nivel de exposición a la incertidumbre fruto de la incidencia conjunta de diferentes categorías de riesgo tipificadas por Gas Natural Fenosa.

Otras áreas corporativas

Se encargan del seguimiento y la gestión de determinados riesgos, debido a su naturaleza específica y las particularidades de los mecanismos de gestión. Destacan el Área de Medioambiente y Aseguramiento de la Calidad, que se encarga del riesgo medioambiental y el cambio climático, y el Área de Reputación y Sostenibilidad, gestora del riesgo reputacional. Éstas operan en coordinación con la Dirección de Riesgos.

E.3 Señale los principales riesgos, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

	Descripción	Gestión
Riesgo de mercado		
Precio del gas	Volatilidad en los mercados internacionales que determinan el precio del gas.	Coberturas físicas y financieras.

Precio de la electricidad	Volatilidad en los mercados de electricidad en España y Portugal.	Coberturas físicas y financieras. Optimización del parque de generación.
Volumen de gas	Desajuste entre la oferta y la demanda de gas.	Optimización de contratos y activos. Trading.
Volumen de electricidad	Reducción del hueco térmico disponible.	Optimización del balance de comercialización/generación.
Regulación	Exposición a la revisión de los criterios y niveles de rentabilidad reconocida para las actividades reguladas.	Intensificación de la comunicación con organismos reguladores. Ajuste de eficiencias e inversiones a las tasas reconocidas.
Tipo de cambio	Volatilidad en los mercados internacionales de divisa.	Diversificación geográfica y macroeconómica a través de las tasas de inflación. Coberturas mediante financiación en moneda local y derivados.
Tipo de interés y spread crediticio	Volatilidad en los tipos de financiación.	Coberturas financieras. Diversificación de fuentes de financiación.
Riesgo de crédito		
Crédito	Potencial incremento de la morosidad, condicionado a la recuperación en España.	Análisis de solvencia de clientes. Para definir condiciones contractuales específicas. Proceso de recobro. Sistematización del cálculo del capital económico.
Riesgo operacional		
Operacional: imagen y reputación	Deterioro de la percepción de Gas Natural Fenosa desde diferentes grupos de interés.	Identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales. Transparencia en la comunicación.
Operacional: asegurable	Accidentes, daños o indisponibilidades en los activos de Gas Natural Fenosa.	Planes de mejora continua. Optimización del coste total del riesgo.
Operacional: medio ambiente	Daños al entorno natural y/o social. Evolución de la	Planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente ambiental.

	regulación ambiental.	Pólizas de seguro específicas. Gestión integral ambiental.
Operacional: cambio climático	Evolución de factores medioambientales consecuencia del cambio climático. Regulación orientada a combatirlo.	Participación en Mecanismos de Desarrollo Limpio. Comunicación frecuente con organismos reguladores.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo incluido el fiscal.

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, incluidos los fiscales, se han materializado durante el ejercicio.

El principal riesgo materializado en el ejercicio está relacionado con las tensiones en los precios del gas natural derivado del contexto de incertidumbre del balance energético mundial. Adicionalmente, en la segunda mitad del año también se han producido la depreciación de las divisas de Latinoamérica derivada de la incertidumbre respecto al potencial de crecimiento a medio plazo de las economías emergentes.

No obstante, los mecanismos de control de riesgos han permitido mantener el impacto dentro del rango de tolerancia de la compañía, definido mediante los límites de riesgo en vigor.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad, incluidos los fiscales.

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 SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Gas Natural Fenosa ha definido su Sistema de Control Interno de Información Financiera (en adelante, SCIIF) en la “Norma General del Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) de Gas Natural Fenosa”.

Como parte del SCIIF, Gas Natural Fenosa ha definido, en la citada Norma General, el modelo de responsabilidades del mismo. Este modelo se articula en torno a los siguientes cinco ámbitos de responsabilidad:

- Consejo de Administración: Es responsable de la existencia de un SCIIF adecuado y eficaz, cuya supervisión tiene delegada en la Comisión de Auditoría.

El Reglamento de Organización y Funcionamiento del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. y sus Comisiones, en su artículo 5 apartado II, establece que la determinación de la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control es, entre otras, una materia ordinariamente indelegable del Consejo de Administración.

- Comisión de Auditoría: Esta Comisión tiene, entre otras, la responsabilidad en la supervisión del SCIIF. El Reglamento del Consejo de Administración en su artículo 32 apartado 2, indica que la Comisión tiene las competencias que le señala la Ley y las que le sean encomendadas por el Consejo de Administración con carácter general o particular. Así, la Ley de Sociedades de Capital en su artículo 529 quaterdecies dice en su apartado 4.b) que la Comisión de Auditoría tendrá la función de supervisar la eficacia del control interno de la sociedad, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, así como discutir con el auditor de cuentas las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría. Con carácter particular y en relación con los sistemas de información y control, la Comisión de Auditoría tiene encomendada, entre otras, la supervisión del proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables. Para el desarrollo de parte de estas funciones la Comisión de Auditoría cuenta con la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno.

- Dirección General Económico – Financiera: Es responsable del diseño, implantación y funcionamiento del SCIIF. Para el desarrollo de esta función cuenta con la Unidad de Control Interno Financiero.
- Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno. En general, es responsable de apoyar a la Comisión de Auditoría en la revisión continua y la mejora de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos de Gas Natural Fenosa, aportando un enfoque sistemático y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos, incluidos los correspondientes al SCIIF y al Modelo de Prevención Penal.
- 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 SCIIF, una instrucción técnica consistente en un mapa de interrelaciones (flujos de información) del proceso de elaboración de información financiera en el que documenta las comunicaciones entre la Dirección General Económico-Financiera, los distintos responsables de los procesos y los responsables que son origen o destino de la información financiera y que se denomina “Mapa de interrelaciones de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

En este sentido, seis son los ejes que Gas Natural Fenosa ha tenido en cuenta para la elaboración del mapa de interrelaciones de los procesos de elaboración de la información financiera:

- (i) la información necesaria para elaborar la información financiera;
- (ii) los responsables que sean origen o destino de la información financiera y
- (iii) la distribución de tareas entre las distintas unidades organizativas
- (iv) el alcance de dicha distribución a todas las empresas del grupo
- (v) la periodicidad de la transmisión de la información.
- (vi) los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera;



De esta forma, mediante el mapa de interrelaciones de Gas Natural Fenosa, quedan definidos claramente los procesos que impactan en la elaboración de la información financiera, tanto los procesos operativos con impacto relevante sobre la información financiera como los procesos ligados al área administrativa y contable, y los responsables implicados en la misma.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

Dentro de los compromisos de la alta dirección de Gas Natural Fenosa se encuentra orientar sus esfuerzos a que las operaciones se desarrollen en un entorno de prácticas profesionales éticas, no sólo con la implantación de mecanismos encaminados a prevenir y detectar fraudes cometidos por empleados, o prácticas inapropiadas que puedan suponer sanciones, multas o dañar la imagen de Gas Natural Fenosa, sino también reforzando la importancia de los valores éticos y de integridad entre sus profesionales.

En este sentido, Gas Natural Fenosa cuenta con un Código de Conducta (en adelante Código Ético), el cual fue aprobado por el Consejo de Administración en sesión celebrada el 31 de marzo de 2005, que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de GAS NATURAL SDG, S.A. y de todas las empresas participadas en las que Gas Natural Fenosa tiene el control de la gestión. Las actualizaciones y modificaciones del Código Ético son realizadas por el Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A.

Desde su aprobación, se ha modificado en cuatro ocasiones, la última de las cuales tuvo lugar el 27 de junio de 2014, con objeto de actualizarlo e incorporar los nuevos compromisos adquiridos por Gas Natural Fenosa en relación a la entrada en vigor de la reforma del Código Penal (Ley Orgánica 5/2010), la implantación de un Modelo de Prevención Penal en el Grupo, la emisión de la Política Anticorrupción de Gas Natural Fenosa y para adaptarlo a las mejores prácticas de Responsabilidad Corporativa.

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) Objeto (ii) ámbito de aplicación (implicación a todos los miembros de Gas Natural Fenosa); (iii) principios rectores de la conducta en Gas Natural Fenosa (declaración del estilo de gobierno del grupo); (iv) pautas de conducta (declaración de los valores clave de Gas Natural Fenosa); (v) aceptación y cumplimiento del Código; (vi) Comisión del Código Ético y (vii) vigencia.

El Código Ético considera como criterios generales rectores de la conducta en Gas Natural Fenosa la integridad y la responsabilidad en el desempeño profesional. Específicamente, establece una serie de pautas de conducta 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, derechos humanos y a los valores éticos.
(Apartado 4.1)

“Gas Natural Fenosa asume el compromiso de actuar en todo momento de acuerdo con la legislación vigente, con el Sistema Normativo interno establecido con 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, a través de las correspondientes Cuentas Contables, 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”.

Gas Natural Fenosa tiene además establecida una Política Anticorrupción, la cual fue aprobada por el Comité de Dirección en sesión celebrada el 3 de marzo de 2014, y modificada en la sesión de 24 de Noviembre de 2015, que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de todas las empresas que conforman el grupo Gas Natural Fenosa con participación mayoritaria y a aquéllas en las que se tiene responsabilidad en su operación y/o gestión. La Política se entiende como una extensión del capítulo 4.7. “Corrupción y Soborno” del Código Ético del grupo y tiene por objeto establecer los principios que deben guiar la conducta de todos los empleados y administradores de las empresas de Gas Natural Fenosa con respecto a la prevención, detección, investigación y remedio de cualquier práctica corrupta en el seno de la organización.

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 y la Política Anticorrupción.

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, Compliance y Control Interno y está formada por representantes de diferentes Unidades implicadas en el seguimiento del cumplimiento del Código Ético y la Política Anticorrupción.

La Comisión reporta regularmente a la alta dirección y trimestralmente a la Comisión de Auditoría. 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 de la Política Anticorrupción y actuando a su vez de enlace entre éstas y los empleados.

gasNatural SDG, S.A.

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, 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, Chile, 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 y la Política Anticorrupción, 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 Globales de Contratación una cláusula en la que promueve entre los proveedores prácticas acordes con las pautas de conducta incluidas en el Código Ético de Gas Natural Fenosa, y 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.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación a la comisión 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 tiene las competencias que le señala la Ley y las que le sean encomendadas por el Consejo de Administración con carácter general o particular”. Entre éstas, la Comisión de Auditoría tiene como competencias “establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables que adviertan en el seno de la empresa”.

En línea con lo anterior, 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.

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 de la Política Anticorrupción y la de realizar informes a los Órganos de Gobierno de Gas Natural Fenosa acerca de la difusión y cumplimiento del Código Ético y de la Política Anticorrupción, 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 y la Política Anticorrupción. 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, Compliance y Control Interno) 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.

Estas consultas y notificaciones son tratadas y resueltas por la Comisión del Código Ético.

En el informe de Responsabilidad Corporativa 2015 de Gas Natural Fenosa se da más información de detalle sobre el Código Ético, la



- **Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

La necesidad de contar con una cualificación suficiente y, sobre todo actualizada, de los profesionales involucrados en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, hace que sea imprescindible desarrollar un plan de formación adecuado, de forma que las personas responsables de cada área puedan contar con los conocimientos necesarios para poder llevar a cabo las distintas funciones incluidas en el proceso de preparación y revisión de la información financiera.

Para ello, Gas Natural Fenosa cuenta con una Universidad Corporativa que es la 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 renovada en 2014 y con la acreditación CLIP desde 2003 y renovada por última vez en el año 2013 para un periodo de cinco años. 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; acompañar al negocio en los principales planes del grupo; 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.

Desde 2013 se ha ido implantando en la compañía un nuevo modelo, basado en itinerarios de aprendizaje, que ha supuesto una evolución importante en el modelo de capacitación, ya que alinea al máximo la actividad formativa con los objetivos de negocio. Actualmente, el 100% de los profesionales de Gas Natural Fenosa cuentan con un itinerario de aprendizaje, al menos en parte. Los itinerarios están compuestos por tres bloques: conocimientos de contexto, que forman parte de todos los itinerarios y proporcionan conocimientos fundamentales del entorno donde actúa la compañía; 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. El Modelo de Liderazgo se ha ido desplegando desde 2012 por los distintos niveles de la organización.

En 2014 nació el “Programa Savia”, un programa formativo cuyo objetivo es fortalecer el rol actual de las jefaturas, que deben ser los agentes del cambio en la implantación global de los nuevos procesos asociados a los retos estratégicos. La primera fase de este programa se finalizó a mediados de 2015 con diversos actos de acreditación y la participación de 115 personas del departamento Económico-Financiero y comenzó la segunda parte llamada “Savia 2.0” que durante 2015 ha puesto su foco en Gestión del Cambio y Experiencia con el Cliente. 143

personas de las distintas unidades del área económico-financiera (Administración y Fiscal, Control de Gestión, Finanzas, Relaciones con Inversores y Riesgos) y de 9 países han dedicado más de 2.000 horas a formarse en esta segunda edición.

Otro de los programas relevantes para Gas Natural Fenosa es “Compromiso con la Seguridad y Salud”, que comenzó en 2014 y ha continuado en 2015, impulsando un cambio cultural cualitativo para obtener una mejora significativa en este ámbito. En 2015, 259 personas del área económico-financiera participaron en distintas actividades formativas organizadas por la Universidad Corporativa dentro de este programa, sumando más de 930 horas dedicadas a la capacitación en seguridad.

En septiembre de este año, como parte del “Proyecto CeX” (Customer Experiencie) dio comienzo el “Programa Advocacy”, Embajadores del Cambio. Dentro de la nueva cultura de situar al cliente en el centro de todas las operaciones, se ha elegido a 270 embajadores de la marca y cultura corporativa de Gas Natural Fenosa de los cuales 18 pertenecen al área económico-financiera. Los embajadores tienen la misión de transmitir nuestros valores tanto en su entorno laboral como personal y convertirse en auténticos agentes de cambio promoviendo la visión holística del cliente.

Por otro lado, los conocimientos específicos para el área económico-financiera tienen 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.

En total, en el año 2015 más de 320 profesionales del área económico-financiera dedicaron cerca de 3.300 horas a su capacitación en contenidos específicos, destacándose entre otras materias, finanzas para no financieros, control de gestión, actualidad y actualización tributaria, fiscalidad, facturación electrónica y prevención de blanqueo de capitales.

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.**

El enfoque seguido por Gas Natural Fenosa para llevar a cabo el proceso de identificación y análisis de los riesgos de la información financiera está recogido en tres matrices interrelacionadas:

- La matriz de definición de alcance de la información financiera
- La matriz de riesgos asociados a la información financiera
- La matriz de actividades de control de la información financiera

La matriz de definición de alcance de la información financiera tiene por objeto identificar las cuentas y los desgloses que tienen un riesgo significativo asociado, cuyo impacto potencial en la información financiera es material y requiere, por tanto, especial atención. En este sentido, en el proceso de identificación de las cuentas y desgloses significativos se han considerado una serie de variables cuantitativas (saldo y variación de la cuenta) y cualitativas (complejidad de las transacciones; cambios y complejidad en la normativa; necesidad de utilizar estimaciones o proyecciones; aplicación de juicio e importancia cualitativa de la información). La metodología para la elaboración de la matriz de alcance se ha descrito en una instrucción técnica denominada “Matriz de definición de alcance de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Para cada una de las cuentas/desgloses significativos se han definido los procesos y subprocesos críticos asociados a las cuentas/desgloses significativos recogidos en la matriz de definición de alcance y se han identificado los riesgos que pudieran generar errores en la información financiera, cubriendo los objetivos de control de existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones, en la “Matriz de riesgos de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Asimismo, en la Matriz de riesgos se han identificado los riesgos asociados al logro de los objetivos de la información financiera, teniendo en cuenta en dicha identificación los efectos de otras tipologías de riesgos (por ejemplo: operativos, tecnológicos, financieros, reputacionales, etc.) que forman parte del Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural Fenosa.

Por último, las actividades de control, tanto generales como de procesos, consistentes en las políticas y procedimientos incorporados en todas las etapas del proceso de la información financiera y que garantizan su fiabilidad, se recogen en la “Matriz de actividades de control de la información financiera de Gas Natural Fenosa”.

Tanto la Matriz de definición de alcance, como la Matriz de riesgos, como la Matriz de actividades de control, se actualizan anualmente.

- **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.**

Gas Natural Fenosa, consciente de la importancia de disponer de una herramienta que asegure el control adecuado de la gestión del SCIIF, implantó en el año 2013 la aplicación SAP GRC Process Control, para la gestión integral de la documentación, evaluación y supervisión del control interno en los procesos de Gas Natural Fenosa. Esta implantación, realizada en el marco del programa de mejora de eficiencia de Gas Natural Fenosa, se llevó a cabo, inicialmente, en todas las sociedades españolas con participación mayoritaria y en las que se tiene responsabilidad en su operación y/o gestión. En el año 2014 se realizó la implantación de la herramienta SAP GRC Process Control en Colombia y en el Centro de Servicios Compartidos Económico-Financiero de Latinoamérica; en el año 2015 se ha continuado con la implantación en nuevos países del grupo, tales como México y Francia y está prevista su progresiva implantación en el resto de países donde Gas Natural Fenosa está presente. En la implantación de SAP GRC Process Control, tanto a nivel nacional como a nivel internacional, se ha contado

con el apoyo de los usuarios responsables de los controles claves del SCIIF y de la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno.



Cabe destacar que, durante el ejercicio 2015, se ha extendido el alcance del modelo corporativo SCIIF a aquellos países de nueva integración en el grupo, como es el caso de Chile, a raíz de la adquisición en noviembre de 2014 del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), y a aquellos países con negocios ya existentes que han experimentado un desarrollo y crecimiento significativo, como es el caso de Francia. Estas incorporaciones robustecen y afianzan el Control Interno en Gas Natural Fenosa.

A excepción de la matriz de definición de alcance, en SAP GRC Process Control está integrado el modelo SCIIF de Gas Natural Fenosa. En esta herramienta están identificados los Controles Generales del Entorno y los Generales del Ordenador, 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 reporting sobre el SCIIF tanto externo como interno.

Tras la puesta en explotación de SAP GRC Process Control en abril de 2013, en los sucesivos ejercicios se han venido realizando las peticiones de evaluación de los controles conforme a los calendarios establecidos, solicitando las evidencias de la realización de los controles a las unidades involucradas en el SCIIF, de acuerdo a la periodicidad fijada en cada caso. Esta evaluación permite, si procede, identificar e informar de debilidades y de los planes de acción necesarios.

- **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.**

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”.

- **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.**

Dentro del proceso de identificación de riesgos definido por Gas Natural Fenosa en su SCIIF, se ha considerado la problemática relacionada con el fraude como un elemento muy relevante. En este sentido, la política de control del riesgo del fraude de Gas Natural Fenosa se centra en tres pilares básicos:

- Prevención del fraude.
- Detección del fraude.
- Investigación y gestión de las situaciones de fraude.

Se han definido controles antifraude preventivos que se clasifican en dos categorías. Los denominados controles activos, considerados barreras para restringir o impedir el acceso a los activos valiosos a aquellos que puedan intentar cometer un fraude. Por otro lado, los controles pasivos pretenden detener la realización del fraude a través de medidas disuasorias.

- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

La supervisión de la eficacia del SCIIF es responsabilidad de la Comisión de Auditoría. Para el desarrollo de esta función la Comisión de Auditoría cuenta con la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno 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 SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

Gas Natural Fenosa realiza revisiones periódicas de la información financiera elaborada, así como de la descripción del SCIIF, conforme a distintos niveles de responsabilidad que garantizan la calidad de la misma.

Como primer nivel de revisión, los responsables del cierre contable de cada sociedad de Gas Natural Fenosa revisan la información financiera elaborada para asegurar su fiabilidad.

Asimismo, la información financiera de Gas Natural Fenosa es revisada periódicamente por el responsable de la Dirección General Económico Financiera identificando posibles desviaciones. En este sentido, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría 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 (SCIIF) de Gas Natural Fenosa”, las actividades de control definidas por el grupo en su SCIIF cumplen con el objetivo fundamental de asegurar que la información financiera de Gas Natural Fenosa represente la imagen fiel del grupo.

Las actividades de control definidas en el SCIIF incluyen tanto controles generales como controles en los procesos críticos.

Los controles generales son mecanismos que, si bien no permiten obtener un grado de control suficiente en los procesos del grupo, permiten la consecución de una serie de objetivos claves para la obtención de un SCIIF eficaz, es decir, son aquellos que describen las políticas y directrices diseñadas para proteger el SCIIF de Gas Natural Fenosa en su conjunto.

Por otro lado, todos los procesos críticos identificados han sido documentados mediante la matriz de actividades de control así como por las correspondientes instrucciones técnicas descriptivas de los procesos. En la herramienta de gestión del SCIIF, 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 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 SCIIF de Gas Natural Fenosa se ha definido el modelo de certificación interna anual de los controles identificados en los procesos críticos que deben realizar las Unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera. El lanzamiento y seguimiento de este proceso de certificación es responsabilidad de la Unidad de Control Interno Financiero. 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 SCIIF de Gas Natural Fenosa (ver apartado F.2.1).

Por su parte, la Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno se encarga de revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad resultantes del proceso anual de certificaciones internas de las unidades responsables de los controles, de identificación de las debilidades y de los planes de acción.

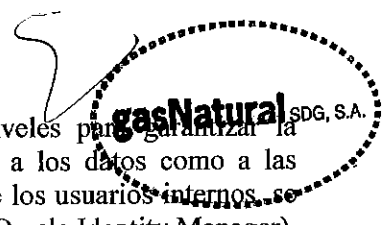
F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración 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 SCIIF del grupo, se han identificado las actividades de control que operan en los sistemas de información, tanto para los utilizados de forma directa en su preparación de información financiera como para los que resultan relevantes en el proceso o control de las transacciones que se reflejan en ella.

A nivel general, dentro del mapa de sistemas de información de Gas Natural Fenosa, se han definido e implantado una serie de políticas para garantizar los siguientes aspectos:

- La seguridad de acceso tanto a los datos como a las aplicaciones.
- El control sobre los cambios en las aplicaciones.
- La correcta operación de las aplicaciones.
- La disponibilidad de los datos y la continuidad de las aplicaciones.
- Una adecuada segregación de funciones.

a) Seguridad de acceso:



Se han definido una serie de medidas a diferentes niveles para garantizar la confidencialidad y evitar el acceso no autorizado tanto a los datos como a las aplicaciones. La gestión y autenticación de la mayoría de los usuarios internos se realiza de forma centralizada en los Directorios de OIM (Oracle Identity Manager), que aseguran su confidencialidad.

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 y, posteriormente, son revisados para analizar cualquier anomalía.

Las comunicaciones con estos sistemas incluyen sistemas como Firewall, IPS 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 son incompatibles.

b) Control de cambios:

Se ha desarrollado e implantado una metodología de gestión del cambio en base a las mejores prácticas 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 Comité Técnico, Comité de Cambios y Negocio.
- Realización de pruebas en los diferentes entornos, 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.
- Seguimiento y control en cualquier fase de desarrollo.
- Manuales de usuario y cursos de formación.
- Mantenimiento periódico de la documentación relativa a los cambios.

c) Operación:

Para garantizar que las operaciones se realizan de forma correcta se lleva a cabo una monitorización a cuatro 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.
- De las infraestructuras que soportan las aplicaciones.

Adicionalmente, existe un servicio interno de “Help Desk” al que los usuarios finales pueden dirigirse y disponen de una herramienta de gestión para reportar cualquier tipo de incidencia.

d) Disponibilidad y continuidad:

La mayoría de los sistemas cuentan con alta disponibilidad local, teniendo sus servidores redundados ubicados en el mismo CPD. La alta disponibilidad de los sistemas de información permite asegurar su disponibilidad 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 en base a los requerimientos legales establecidos para cada uno de los sistemas. Los datos se copian y almacenan en ubicaciones diferentes lo que evita la pérdida de información. 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 en base a roles y 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

f) Cumplimiento Regulatorio: LOPD

Gas Natural Fenosa se encuentra adecuada y cumple con la Ley Orgánica de Protección de Datos con el fin de garantizar y proteger los datos de carácter personal de sus empleados y clientes en base a lo establecido en la Ley Orgánica 15/1999 del 13 de diciembre.

El responsable del fichero vela por el cumplimiento de la ley en Gas Natural Fenosa:

- Procediendo a la inscripción de los ficheros ante la AEPD de todos los ficheros que tratan datos de carácter personal.
- Asegurando que los datos son adecuados y veraces y tratados de modo proporcional a la finalidad para la que fueron recabados.
- Garantizando el cumplimiento de los deberes de secreto y seguridad.
- Informando a los titulares en la recogida de éstos y obteniendo el consentimiento para su tratamiento.
- Garantizando el ejercicio de los derechos ARCO.
- Asegurando que se cumpla la ley, en sus relaciones con terceros que le presten servicios con acceso a datos personales, estableciendo mediante contrato que el encargado tratará los datos conforme a las instrucciones del responsable del fichero, que no los aplicará o utilizará con fin distinto al que figure en dicho contrato, ni los comunicará, ni siquiera para su conservación, a otras personas (se aplican las mismas medidas de seguridad que el responsable del fichero).
- Cumpliendo con la legislación sectorial que aplica a Gas Natural Fenosa.

En base al artículo 9 de la LOPD, donde condiciona las medidas de seguridad a la tecnología, Gas Natural Fenosa adopta las medidas de índole técnica que garantizan la seguridad de los datos de carácter personal y evitan su alteración, pérdida, tratamiento o acceso no autorizado para garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los datos.

Según el artículo 96 de la LOPD, Gas Natural Fenosa realiza auditorías bienales de sus sistemas de Información con el objeto de cumplir con lo citado en el Reglamento así como en todos los procedimientos e instrucciones en materia de protección de datos.

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 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, y el “Procedimiento de Due Diligence de Contraparte (riesgos de corrupción y reputacional)”.

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 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 velando por cumplir siempre con los principios que establece el Código Ético 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 determinados servicios o suministros de materiales incluidos en las necesidades de homologación definidas por criterios de criticidad o importe.

Asimismo se lleva a cabo la 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. En el plazo otorgado, nunca superior a un año, y una vez confirmada la elaboración e implantación de dicho Plan los 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.

Asimismo, Gas Natural Fenosa tiene definido el “Procedimiento de Due Diligence de Contraparte” que persigue, en general, la cobertura de los principales riesgos legales y reputacionales que intervienen en las relaciones de negocio con terceros y, en particular, la cobertura de los delitos asociados al riesgo de corrupción.

La Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno de Gas Natural Fenosa audita los procesos y correcta aplicación de la normativa de Compras y Calidad de Proveedores y Due Diligence de Contraparte 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 entidades que Gas Natural SDG, S.A.

La Dirección General Económico-Financiera a través de la Unidad de Planificación Contable y Control Interno Financiero 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 2015. 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 Financiero 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 Económico-Financieros (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 procedimientos informáticos económico financieros únicos para todos los países y negocios;

Los estados financieros NIIF-UE de cada país se obtienen directamente a través de la asignación cuenta local-cuenta grupo y el registro de los ajustes NIIF-UE en el propio aplicativo SAP.

Como parte del SCIIF del Grupo se ha definido el mapa de interrelaciones del proceso de elaboración de la información financiera de Gas Natural Fenosa. En dicho mapa se detallan, entre otras cosas, los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera tanto desde un punto de vista del cierre contable individual como del cierre contable consolidado.

En este sentido, en el proceso de elaboración de la información financiera y sus desgloses de Gas Natural Fenosa se utiliza el aplicativo SAP BPC, que es una herramienta de SAP para la gestión del proceso de consolidación.

La carga de la información en dicho sistema 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 comisión de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo a la comisión 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.**

La Comisión de Auditoría tiene las competencias que le señala la Ley y las que le sean encomendadas por el Consejo de Administración con carácter general o particular. Entre estas competencias se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración, presentación y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Supervisar la eficacia del control interno de la sociedad, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, así como discutir con el auditor de cuentas las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría.
- Informar a la junta general de accionistas sobre las cuestiones que se planteen en relación con aquellas materias que sean competencia de la comisión.
- Elevar al consejo de administración las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación y recabar regularmente de él información sobre el plan de auditoría y su ejecución, además de preservar su independencia en el ejercicio de sus funciones.
- Establecer las oportunas relaciones con el auditor externo para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo su independencia, para su examen por la comisión, 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 externos la declaración de su independencia en relación con la entidad o entidades vinculadas a esta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados y los correspondientes honorarios percibidos de estas entidades por el auditor externo o por las personas o entidades vinculados a este de acuerdo con lo dispuesto en la legislación sobre 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 del auditor de cuentas. Este informe deberá contener, en todo caso, la valoración de la prestación de los servicios adicionales a que hace referencia la letra anterior, individualmente considerados y en su conjunto, distintos de la auditoría legal y en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de auditoría.
- Velar por la independencia de la unidad que asume la función de auditoría interna; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes. Proponer al Presidente del Consejo de Administración la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna, así como proponer el presupuesto de ese servicio, correspondiendo la decisión última al Presidente del Consejo de Administración.

La Comisión de Auditoría cuenta, para poder cumplir con sus competencias, con la información y documentación facilitada por las Unidades de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno, y de Económico-Financiero.

La función de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno se ha establecido en Gas Natural Fenosa como una actividad de valoración independiente y objetiva, por este motivo el Área de Auditoría Interna,

Compliance y Control Interno reporta a su vez a la Auditoría y al presidente y consejero delegado de GAS NATURAL SDG, S.A.



Su misión es la de garantizar la revisión continua y la mejora del sistema de control interno del Grupo, así como de asegurar el cumplimiento de la normativa externa e interna y de los Modelos de Control establecidos con el objeto de salvaguardar la eficacia y eficiencia de las operaciones, y de mitigar los principales riesgos en cada uno de los ámbitos del Grupo, especialmente los riesgos operacionales, de corrupción, fraude y legales. Asimismo, se responsabiliza de la gestión del Modelo de Prevención Penal y del Modelo del Código Ético de Gas Natural Fenosa y del informe de la actividad de auditoría interna a la Comisión de Auditoría.

En el desarrollo de su actividad, Auditoría Interna lleva a cabo la revisión metódica del sistema de control interno de los procesos del grupo en todos sus ámbitos, así como de la evaluación de los controles y los riesgos operacionales asociados a dichos procesos (incluidos los establecidos en el SCIIF y en el Modelo de Prevención Penal), a través de la definición y ejecución del “Plan anual de auditoría interna”, con el fin de mejorar la eficacia y eficiencia de los mismos. Asimismo, apoya a las direcciones generales en el cumplimiento de sus objetivos.

El objetivo final es salvaguardar la eficacia y eficiencia de las operaciones y mitigar los principales riesgos en cada uno de los ámbitos de Gas Natural Fenosa, especialmente los riesgos operacionales, de corrupción, fraude y legales.

El “Plan estratégico de auditoría de procesos” (con un horizonte temporal de cinco años) y los planes de auditoría interna anuales se elaboran considerando, principalmente, el “Plan estratégico corporativo”, las áreas de riesgo incluidas en el Mapa de Riesgos Corporativo, la matriz de alcance del Sistema de Control Interno para la Información Financiera (SCIIF), los mapas de riesgos operacionales, los resultados de las auditorías de años anteriores, y las propuestas de la Comisión de Auditoría y Control y el primer nivel de dirección.

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.

La metodología de valoración de los riesgos operacionales está alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo y basada en el marco conceptual del Informe COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el Mapa de Riesgos corporativo de la compañía.

Los riesgos operacionales son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control y, en función de los resultados obtenidos, la compañía diseña un plan de acción con medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados, con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecido.

Como soporte a su función, Auditoría Interna tiene implantada una herramienta corporativa en entorno SAP, donde se gestionan y

documentan los proyectos de auditoría interna de metodología definida.



En concreto y en referencia al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), Auditoría Interna se responsabiliza de:

- Validar el correcto diseño del SCIIF, de acuerdo con los principios básicos del modelo aprobado por la Comisión de Auditoría.
- Supervisar la eficacia y adecuación de las políticas y procedimientos de control implantados (de forma completa en un periodo de cinco años).
- Revisar y evaluar las conclusiones sobre el cumplimiento y efectividad del SCIIF resultante de las certificaciones internas de las unidades de negocio y corporativas responsables de los controles (de forma completa en un periodo de cinco años).
- Evaluar y comunicar los resultados obtenidos en el proceso de supervisión general del SCIIF y de los controles sobre los procesos del SCIIF.

En cuanto al Modelo de Prevención Penal, el Área de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno 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 Auditoría Interna durante 2015 fueron los siguientes:

PROCESOS DE NEGOCIO

- Distribución Gas: Lectura y Determinación de Consumos, Captación y Puesta en Servicio, Construcción de Redes, Gestión de Almacenes Distribución Gas.
- Distribución Electricidad: Gestión de Almacenes Distribución Electricidad, Operaciones, Desarrollo Alta, Media y Baja Tensión, Gestión de Irregularidades y Fraude.
- Generación: Operación y Mantenimiento Activos Generación, Desarrollo y Puesta en Marcha Nuevos Proyectos, Gestión de Almacenes.
- Comercialización Minorista: Gestión de Clientes Energía y Productos, Captación y Contratación Energía y Productos.
- Comercialización Mayorista y Cuentas Globales: Captación y Contratación Clientes Industriales.
- Aprovisionamiento y Transporte: Compras de Gas, Compras de GNL
- Exploración y Producción: Exploración/Producción.
- Gestión de la Energía: Ventas de Electricidad.

PROCESOS DE ESTRATEGIA Y SOPORTE

- Servicio al Cliente: Cobro, Facturación, Gestión de Impagados, Atención al cliente.
- Gestión de los Recursos Físicos: Compras dentro y fuera de perímetro, Servicios Generales, Due Diligence de Contraparte.
- Gestión del Control Interno: Seguimiento de acciones correctivas, SCIIF.
- Gestión de los Sistemas de Información: Gestión económico administrativa de SSII, Seguridad de la Información.
- Gestión de los Recursos Humanos: Administración y Servicios de RRHH

- Gestión de la Comunicación y RREE: Patrocinios, Responsabilidad Corporativa
- Gestión de los Recursos Económicos y Financieros: Autocartera
- Revisión Sistema Normativo del Grupo
- Código Etico
- Actualización mapa de riesgos operacional.
- Análisis del avance en la implantación de Delta y Zeus.
- Revisión valoración y consecución Plan Eficiencia.
- Administración Judicial Italia.
- Modelo de Prevención Penal.

El 46,4% de los procesos revisados corresponden al ámbito de España y el 53,6% 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 a la comisión de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

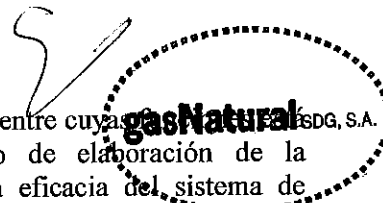
Tal y como se establece en el artículo 6.4 del Reglamento del Consejo y sus Comisiones:

“El Consejo de Administración mantendrá una relación directa con los miembros del primer nivel de dirección de la sociedad y con los Auditores de la misma. El carácter objetivo, profesional y continuo de esta relación respetará al máximo la independencia de los Auditores”.

Asimismo, en el artículo 9 de este Reglamento se establece que:

“El Consejo se reunirá al menos una vez cada dos meses, y, a iniciativa del presidente, cuantas veces éste lo estime oportuno para el buen funcionamiento de la compañía. En las sesiones ordinarias del Consejo se tratará de las cuestiones generales relacionadas con la marcha del grupo, los resultados económicos, el Balance, la situación de Tesorería y su comparación con los presupuestos aprobados, los asuntos mencionados en el Artículo 5, si así procediera, y en todo caso los puntos incluidos en el orden del día confeccionado de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. En esas reuniones periódicas, el Consejo también recibirá información puntual acerca de los logros y problemas operacionales más significativos así como de las situaciones previsibles que puedan ser críticas para los asuntos sociales y de las acciones que la Dirección proponga para afrontarlas, en su caso (...)”.

En este sentido, los miembros del Consejo de Administración, para obtener la información necesaria para el ejercicio de sus funciones, cuentan con la Comisión Ejecutiva cuya competencia específica es el seguimiento continuo de la gestión de primer nivel de dirección de del



grupo, así como con la Comisión de Auditoría, entre cuyas funciones se encuentran 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 estará constituida por un mínimo de tres y un máximo de cinco consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los consejeros no Ejecutivos, 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 dos de los miembros de la Comisión tendrán la categoría de Consejero Independiente. Al 31 de diciembre de 2015 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.

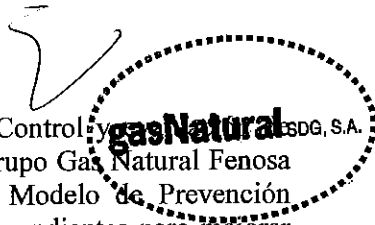
El ámbito de actuación de la Comisión de Auditoría se extiende a:

- 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, Compliance y Control Interno reporta a la Comisión de Auditoría, 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 riesgos operacionales y de Control Interno del grupo Gas Natural Fenosa (incluidos los correspondientes al SCIIF 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.

Asimismo, la Dirección General Económico-Financiera reporta a la Comisión de Auditoría 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. Así mismo 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, 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 las debilidades significativas 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 Financiero 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 2015, 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:

	España	Internacional	Total
Unidades de negocio o corporativas	138	221	359
Procesos identificados	54	190	244
Controles certificados	887	2.167	3.054

Asimismo, se han identificado planes de acción por debilidades en la evidencia de controles, que ascienden a 56, de los cuales 5 son en España. Durante el ejercicio 2015 se ha resuelto un 73% de los planes de acción identificados en 2014, surgiendo nuevos planes durante 2015. 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 de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

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.

Cumple X 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.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable X

3. Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno

corporativo, el presidente del consejo de administración verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular;

- a) De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.
- b) De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

4. Que la sociedad defina y promueva una política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto que sea plenamente respetuosa con las normas contra el abuso de mercado y dé un trato semejante a los accionistas que se encuentren en la misma posición.

Y que la sociedad haga pública dicha política a través de su página web, incluyendo información relativa a la forma en que la misma se ha puesto en práctica e identificando a los interlocutores o responsables de llevarla a cabo.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

5. Que el consejo de administración no eleve a la junta general una propuesta de delegación de facultades, para emitir acciones o valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe superior al 20% del capital en el momento de la delegación.

Y que cuando el consejo de administración apruebe cualquier emisión de acciones o de valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, la sociedad publique inmediatamente en su página web los informes sobre dicha exclusión a los que hace referencia la legislación mercantil.

Cumple Cumple parcialmente X Explique

La última autorización de ampliación de capital otorgada al Consejo fue acordada en la Junta General de 20 de abril de 2012 por un plazo de 5 años y hasta la cantidad máxima de la mitad del capital social en el momento de la autorización.

Dicha autorización incluyó la facultad de suprimir el derecho de suscripción preferente emitiéndose el correspondiente informe que fue puesto a disposición de los accionistas.

6. Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación, ya sea de forma preceptiva o voluntaria, los publiquen en su página web con antelación suficiente a la celebración de la junta general ordinaria, aunque su difusión no sea obligatoria:

- a) Informe sobre la independencia del auditor.
- b) Informes de funcionamiento de las comisiones de auditoría y de nombramientos y retribuciones.
- c) Informe de la comisión de auditoría sobre operaciones vinculadas.
- d) Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

7. Que la sociedad transmita en directo, a través de su página web, la celebración de las juntas generales de accionistas.

Cumple Explique

8. Que la comisión de auditoría vele porque el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la comisión de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones, o salvedades.

Cumple Cumple parcialmente Explique

9. Que la sociedad haga públicos en su página web, de manera permanente, los requisitos y procedimientos que aceptará para acreditar la titularidad de acciones, el derecho de asistencia a la junta general de accionistas y el ejercicio o delegación del derecho de voto.

Y que tales requisitos y procedimientos favorezcan la asistencia y el ejercicio de sus derechos a los accionistas y se apliquen de forma no discriminatoria.

Cumple Cumple parcialmente Explique

10. Que cuando algún accionista legitimado haya ejercitado, con anterioridad a la celebración de la junta general de accionistas, el derecho a completar el orden del día o a presentar nuevas propuestas de acuerdo, la sociedad:

- a) Difunda de inmediato tales puntos complementarios y nuevas propuestas de acuerdo.
- b) Haga público el modelo de tarjeta de asistencia o formulario de delegación de voto o voto a distancia con las modificaciones precisas para que puedan votarse los nuevos puntos del orden del día y propuestas alternativas de acuerdo en los mismos términos que los propuestos por el consejo de administración.
- c) Someta todos esos puntos o propuestas alternativas a votación y les aplique las mismas reglas de voto que a las formuladas por el consejo de administración, incluidas, en particular, las presunciones o deducciones sobre el sentido del voto.
- d) Con posterioridad a la junta general de accionistas, comunique el desglose del voto sobre tales puntos complementarios o propuestas alternativas.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

11. Que, en el caso de que la sociedad tenga previsto pagar primas de asistencia a la junta general de accionistas, establezca, con anterioridad, una política general sobre tales primas y que dicha política sea estable.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

12. Que el consejo de administración desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas que se hallen en la misma posición y se guíe por el interés

social, entendido como la consecución de un negocio rentable y sostenible a largo plazo, que promueva su continuidad y la maximización del valor económico de la empresa.

Y que en la búsqueda del interés social, además del respeto de las leyes y reglamentos y de un comportamiento basado en la buena fe, la ética y el respeto a los usos y a las buenas prácticas comúnmente aceptadas, procure conciliar el propio interés social con, según corresponda, los legítimos intereses de sus empleados, sus proveedores, sus clientes y los de los restantes grupos de interés que puedan verse afectados, así como el impacto de las actividades de la compañía en la comunidad en su conjunto y en el medio ambiente.

Cumple Cumple parcialmente Explique

13. Que el consejo de administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.

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 13 del Código de Buen Gobierno, si bien entiende la Compañía que la dimensión actual del Consejo es la adecuada para que en una sociedad con una elevada presencia de accionistas significativos, pueda haber un equilibrio adecuado entre consejeros dominicales e independientes y además haya un número suficiente de estos últimos para participar en las distintas comisiones en que su presencia es necesaria. Dicho número no limita o restringe, en modo alguno, un funcionamiento eficaz y participativo de dicho Órgano de Gobierno.

14. Que el consejo de administración apruebe una política de selección de consejeros que:

- a) Sea concreta y verificable.
- b) Asegure que las propuestas de nombramiento o reelección se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del consejo de administración.
- c) Favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género.

Que el resultado del análisis previo de las necesidades del consejo de administración se recoja en el informe justificativo de la comisión de nombramientos que se publique al convocar la junta general de accionistas a la que se someta la ratificación, el nombramiento o la reelección de cada consejero.

Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La comisión de nombramientos verificará anualmente el cumplimiento de la política de selección de consejeros y se informará de ello en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique



La política de selección de consejeros vela por que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna. Si bien no se ha explicitado el objetivo de que en el año 2020 existan un tercio de consejeras, en la última Junta General de Accionistas, el 50% de los nuevos consejeros eran mujeres (un 66,7% si se consideran sólo los nuevos consejeros independientes).

15. Que los consejeros dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del consejo de administración 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.

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. Que el porcentaje de consejeros dominicales sobre el total de consejeros no ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por dichos consejeros y el resto del capital.

Este criterio podrá atenuarse:

- a) **En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas.**
- b) **Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluaridad de accionistas representados en el consejo de administración y no tengan vínculos entre sí.**

Cumple Explique

17. Que el número de consejeros independientes represente, al menos, la mitad del total de consejeros.

Que, sin embargo, cuando la sociedad no sea de elevada capitalización o cuando, aun siéndolo, cuente con un accionista, o varios actuando concertadamente, que controlen más del 30% del capital social, el número de consejeros independientes represente, al menos, un tercio del total de consejeros.

Cumple Explique

18. 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 pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, así como sobre las demás actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza.**
- c) **Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, 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 las posteriores reelecciones.**
- e) **Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sean titulares.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

19. Que en el informe anual de gobierno corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos, se expliquen las razones por las cuales se hayan nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 3% 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.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

20. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen transmita 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.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

21. Que el consejo de administración no proponga la separación 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 de administración previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

También podrá proponerse la separación de consejeros independientes como consecuencia de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones corporativas similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad, cuando tales cambios en la estructura del consejo de administración vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la recomendación 16.

Cumple Explique

22. 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 administración de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Y que si un consejero resultara procesado o se dictara contra el auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en la legislación societaria, el consejo de administración examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo de administración dé cuenta, de forma razonada, en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

23. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo de administración 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 intereses, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo de administración.

Y que cuando el consejo de administración adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, este 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 de administración, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

24. 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 de administración. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comuniquen como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

25. Que la comisión de nombramientos se asegure de que los consejeros no ejecutivos tienen suficiente disponibilidad de tiempo para el correcto desarrollo de sus funciones.

Y que el reglamento del consejo establezca el número máximo de consejos de sociedades de los que pueden formar parte sus consejeros.

Cumple Cumple parcialmente 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.

26. Que el consejo de administración se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones y, al menos, ocho veces al año, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero individualmente proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Cumple Cumple parcialmente Explique

Conforme al art. 9 del Reglamento del Consejo 1/3 de los Consejeros pueden proponer otros puntos del Orden del Día de la convocatoria del Consejo.

27. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a los casos indispensables y se cuantifiquen en el informe anual de gobierno corporativo. Y que, cuando deban producirse, se otorgue representación con instrucciones.

Cumple

Cumple parcialmente



28. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupación sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la sociedad y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo de administración, a petición de quien las hubiera manifestado, se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

29. Que la sociedad establezca los cauces adecuados para que los consejeros puedan obtener el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones incluyendo, si así lo exigieran las circunstancias, asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

30. Que, con independencia de los conocimientos que se exijan a los consejeros para el ejercicio de sus funciones, las sociedades ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

Explique

No aplicable

31. Que el orden del día de las sesiones indique con claridad aquellos puntos sobre los que el consejo de administración deberá adoptar una decisión o acuerdo para que los consejeros puedan estudiar o recabar, con carácter previo, la información precisa para su adopción.

Quando, excepcionalmente, por razones de urgencia, el presidente quiera someter a la aprobación del consejo de administración decisiones o acuerdos que no figuraran en el orden del día, será preciso el consentimiento previo y expreso de la mayoría de los consejeros presentes, del que se dejará debida constancia en el acta.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

32. Que los consejeros sean periódicamente informados de los movimientos en el accionariado y de la opinión que los accionistas significativos, los inversores y las agencias de calificación tengan sobre la sociedad y su grupo.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

33. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo de administración, además de ejercer las funciones que tiene legal y estatutariamente atribuidas, prepare y someta al consejo de administración un programa de fechas y asuntos a tratar; organice y coordine la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del primer ejecutivo de la sociedad; sea responsable de la dirección del consejo y de la efectividad de su funcionamiento; se asegure de que se dedica suficiente tiempo de discusión a las cuestiones estratégicas, y acuerde y revise los programas de actualización de conocimientos para cada consejero, cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

34. Que cuando exista un consejero coordinador, los estatutos o el reglamento del consejo de administración, además de las facultades que le corresponden legalmente, le atribuya las siguientes: presidir el consejo de administración en ausencia del presidente y de los vicepresidentes, en caso de existir; hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros no ejecutivos; mantener contactos con inversores y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de la sociedad; y coordinar el plan de sucesión del presidente.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

El Consejero Coordinador tiene las facultades que legalmente le corresponden.

35. Que el secretario del consejo de administración vele de forma especial para que en sus actuaciones y decisiones el consejo de administración tenga presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código de buen gobierno que fueran aplicables a la sociedad.

Cumple Explicable

36. Que el consejo de administración en pleno evalúe una vez al año y adopte, en su caso, un plan de acción que corrija las deficiencias detectadas respecto de:

- a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo de administración.
- b) El funcionamiento y la composición de sus comisiones.
- c) La diversidad en la composición y competencias del consejo de administración.
- e) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.
- f) El desempeño y la aportación de cada consejero, prestando especial atención a los responsables de las distintas comisiones del consejo.

Para la realización de la evaluación de las distintas comisiones se partirá del informe que estas eleven al consejo de administración, y para la de este último, del que le eleve la comisión de nombramientos.

Cada tres años, el consejo de administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo, cuya independencia será verificada por la comisión de nombramientos.

Las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo deberán ser desglosadas en el informe anual de gobierno corporativo.

El proceso y las áreas evaluadas serán objeto de descripción en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

37. Que cuando exista comisión ejecutiva, la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo de administración y su secretario sea el de este último.

Cumple Cumple parcialmente

Explique

 No aplicable

- 38. Que el consejo de administración tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión ejecutiva y que todos los miembros del consejo de administración reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión ejecutiva.**

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

En cada sesión del Consejo se informa de los asuntos tratados en la Comisión Ejecutiva, en la Comisión de Auditoría y en la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Las actas de las Comisiones están a disposición de los Consejeros pero no se remiten por una cuestión de confidencialidad.

- 39. Que los miembros de la comisión 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, y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 40. Que bajo la supervisión de la comisión de auditoría, se disponga de una unidad que asuma la función de auditoría interna que vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno y que funcionalmente dependa del presidente no ejecutivo del consejo o del de la comisión de auditoría.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

La Dirección de Auditoría depende del Presidente Ejecutivo.

- 41. Que el responsable de la unidad que asuma la función de auditoría interna presente a la comisión de auditoría su plan anual de trabajo, informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo y someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.**

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

- 42. Que, además de las previstas en la ley, correspondan a la comisión de auditoría las siguientes funciones:**

1. En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) **Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.**
- b) **Velar por la independencia de la unidad que asume 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; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga 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 resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2. En relación con el auditor externo:

- a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.
- b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.
- c) Supervisar 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.
- d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.
- e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas sobre independencia de los auditores.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

43. Que la comisión de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

44. Que la comisión de auditoría sea informada sobre las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que proyecte realizar la sociedad para su análisis e informe previo al consejo de administración sobre sus condiciones económicas y su impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje propuesta.

Cumple X Cumple parcialmente Explique No aplicable

45. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

- a) Los distintos tipos de riesgo, financieros y no financieros (entre otros los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y 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.

Cumple Cumple parcialmente Explique

46. Que bajo la supervisión directa de la comisión de auditoría o, en su caso, de una comisión especializada del consejo de administración, exista una función interna de control y gestión de riesgos ejercida por una unidad o departamento interno de la sociedad que tenga atribuidas expresamente las siguientes funciones:

- a) Asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de control y gestión de riesgos y, en particular, que se identifican, gestionan, y cuantifican adecuadamente todos los riesgos importantes que afecten a la sociedad.
- b) Participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos y en las decisiones importantes sobre su gestión.
- c) Velar por que los sistemas de control y gestión de riesgos mitiguen los riesgos adecuadamente en el marco de la política definida por el consejo de administración.

Cumple Cumple parcialmente Explique

47. Que los miembros de la comisión de nombramientos y de retribuciones – o de la comisión de nombramientos y la comisión de retribuciones, si estuvieren separadas– se designen procurando que tengan los conocimientos, aptitudes y experiencia adecuados a las funciones que estén llamados a desempeñar y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple Cumple parcialmente Explique

48. Que las sociedades de elevada capitalización cuenten con una comisión de nombramientos y con una comisión de remuneraciones separadas.

Cumple Explique No aplicable

La Compañía cuenta con una única Comisión de Nombramientos y Retribuciones por entender que no es necesario ni eficaz separar sus funciones.

49. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente del consejo de administración 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 encuentra idóneos a su juicio, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique

50. Que la comisión de retribuciones ejerza sus funciones con independencia y que, además de las funciones que le atribuya la ley, le correspondan las siguientes:

- a) Proponer al consejo de administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

- b) Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.
- c) Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.
- d) Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.
- e) Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

Cumple Cumple parcialmente Explique

51. 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 Cumple parcialmente Explique

52. Que las reglas de composición y funcionamiento de las comisiones de supervisión y control figuren en el reglamento del consejo de administración y que sean consistentes con las aplicables a las comisiones legalmente obligatorias conforme a las recomendaciones anteriores, incluyendo:

- a) Que estén compuestas exclusivamente por consejeros no ejecutivos, con mayoría de consejeros independientes.
- b) Que sus presidentes sean consejeros independientes.
- c) Que el consejo de administración designe a 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 que rindan cuentas, en el primer pleno del consejo de administración posterior a sus reuniones, de su actividad y que respondan del trabajo realizado.
- d) Que las comisiones puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, que se pondrá a disposición de todos los consejeros.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. Que la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los códigos internos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa se atribuya a una o se reparta entre varias comisiones del consejo de administración que podrán ser la comisión de auditoría, la de nombramientos, la comisión de responsabilidad social corporativa, en caso de existir, o una comisión especializada que el consejo de administración, en ejercicio de sus facultades de auto-organización, decida crear al efecto, a las que específicamente se les atribuyan las siguientes funciones mínimas:

- a) La supervisión del cumplimiento de los códigos internos y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.
- b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.
- c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.
- d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.
- e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.
- f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.
- g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa –incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.
- h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

54. Que la política de responsabilidad social corporativa incluya los principios o compromisos que la empresa asuma voluntariamente en su relación con los distintos grupos de interés e identifique al menos:

- a) Los objetivos de la política de responsabilidad social corporativa y el desarrollo de instrumentos de apoyo.
- b) La estrategia corporativa relacionada con la sostenibilidad, el medio ambiente y las cuestiones sociales.
- c) Las prácticas concretas en cuestiones relacionadas con: accionistas, empleados, clientes, proveedores, cuestiones sociales, medio ambiente, diversidad, responsabilidad fiscal, respeto de los derechos humanos y prevención de conductas ilegales.
- d) Los métodos o sistemas de seguimiento de los resultados de la aplicación de las prácticas concretas señaladas en la letra anterior, los riesgos asociados y su gestión.
- e) Los mecanismos de supervisión del riesgo no financiero, la ética y la conducta empresarial.
- f) Los canales de comunicación, participación y diálogo con los grupos de interés.
- g) Las prácticas de comunicación responsable que eviten la manipulación informativa y protejan la integridad y el honor.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el Informe de gestión, sobre los asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

56. Que la remuneración de los consejeros sea la necesaria para atraer y retener a los consejeros del perfil deseado y para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija, pero no tan elevada como para comprometer la independencia de criterio de los consejeros no ejecutivos.

Cumple X Explique

57. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad y al desempeño personal, así como la remuneración mediante entrega de acciones, opciones o derechos sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción y los sistemas de ahorro a largo plazo tales como planes de pensiones, sistemas de jubilación u otros sistemas de previsión social.

Se podrá contemplar la entrega de acciones como remuneración a los consejeros no ejecutivos cuando se condicione a que las mantengan hasta su cese como consejeros. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple X Cumple parcialmente Explique

58. Que en caso de remuneraciones variables, las políticas retributivas incorporen los límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales remuneraciones guardan relación con el rendimiento profesional de sus beneficiarios y no derivan solamente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Y, en particular, que los componentes variables de las remuneraciones:

- a) Estén vinculados a criterios de rendimiento que sean predeterminados y medibles y que dichos criterios consideren el riesgo asumido para la obtención de un resultado.
- b) Promuevan la sostenibilidad de la empresa e incluyan criterios no financieros que sean adecuados para la creación de valor a largo plazo, como el cumplimiento de las reglas y los procedimientos internos de la sociedad y de sus políticas para el control y gestión de riesgos.
- c) Se configuren sobre la base de un equilibrio entre el cumplimiento de objetivos a corto, medio y largo plazo, que permitan remunerar el rendimiento por un desempeño continuado durante un período de tiempo suficiente para apreciar su contribución a la creación sostenible de valor, de forma que los elementos de medida de ese rendimiento no giren únicamente en torno a hechos puntuales, ocasionales o extraordinarios.

Cumple X Cumple parcialmente Explique No aplicable

2



59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variable de remuneración se difiera por un período de tiempo mínimo suficiente para comprobar que se han cumplido las condiciones de rendimiento previamente establecidas.

Cumple Cumple parcialmente No Explice No aplicable

60. 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 Cumple parcialmente Explice No aplicable

La remuneración variable del Consejero Delegado no toma en cuenta las salvedades que puedan constar en el informe del auditor externo y minoren los resultados. No es una situación que se haya planteado en la Compañía en el pasado.

61. Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

Cumple Cumple parcialmente Explice No aplicable

La remuneración variable del Consejero Delegado no está vinculada a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

62. Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple Cumple parcialmente Explice No aplicable

63. Que los acuerdos contractuales incluyan una cláusula que permita a la sociedad reclamar el reembolso de los componentes variables de la remuneración cuando el pago no haya estado ajustado a las condiciones de rendimiento o cuando se hayan abonado atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

Cumple Cumple parcialmente Explice No aplicable

El contrato suscrito con el Consejero Delegado es de febrero de 2005 y no tiene tal previsión.

64. Que los pagos por resolución del contrato no superen un importe establecido equivalente a dos años de la retribución total anual y que no se abonen hasta que la sociedad haya podido comprobar que el consejero ha cumplido con los criterios de rendimiento previamente establecidos.

Cumple Cumple parcialmente Explice No aplicable

El contrato suscrito con el Consejero Delegado es de febrero de 2005 y prevé determinados supuestos la compensación económica que percibiría el Consejero

Delegado por la extinción de su contrato sería de 3 anualidades más una cuarta por no
concurrencia.



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. En particular, hará mención a si se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, de 20 de julio de 2010.**

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 29 de enero de 2016, el Consejo de Administración de GAS NATURAL FENOSA ha sido informado sobre las políticas fiscales seguidas por el Grupo durante el ejercicio de 2015.

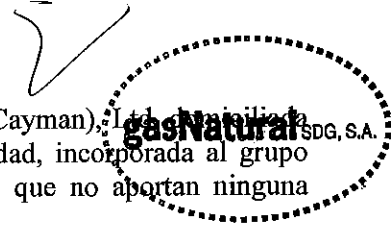
Nota al C.1.45

El contrato del Consejero Delegado ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la Compañía.

Nota al 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 mantiene las siguientes participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios:

- 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.



- La participación del 31,05% en Gasoducto del Pacífico (Cayman), Ltd. en las Islas Caimán. Se trata de una sociedad sin actividad, incorporada al grupo como consecuencia de la adquisición del grupo CGE 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 29 de enero de 2016.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

SI

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 2015 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 29 de enero de 2016 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 Niubó
Vicepresidente

~~D. Rafael Villaseca Marco~~
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

~~D. Enrique Alcántara García~~
~~Irazoqui~~
Consejero

~~D. Xabier Añoveros Trías de Bes~~
Consejero

D. Francisco Belil Creixell
Consejero

D. Demetrio Carceller Arce
Consejero

D. Isidro Fainé Casas
Consejero

~~Dña. Benita María Ferrero-~~
~~Waldner~~
Consejera

~~Dña. Cristina Garmendia~~
~~Mendizábal~~
Consejera

D. Emiliano López Achurra
Consejero

D. Miguel Martínez San Martín
Consejero

D. Heribert Padrol Munté
Consejero

~~D. Juan Rosell Lastortras~~
Consejero

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero

D. Miguel Valls Maseda
Consejero