

**Gas Natural Fenosa
Informe 2016**



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

| | 31.12.16 | 31.12.15 |
|--|---------------|---------------|
| ACTIVO | | |
| Inmovilizado intangible (Nota 5) | 10.920 | 10.525 |
| Fondo de comercio | 5.036 | 4.962 |
| Otro inmovilizado intangible | 5.884 | 5.563 |
| Inmovilizado material (Nota 6) | 23.627 | 23.693 |
| Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 7) | 1.575 | 1.730 |
| Activos financieros no corrientes (Nota 8) | 1.907 | 1.387 |
| Activo por impuesto diferido (Nota 21) | 872 | 1.070 |
| ACTIVO NO CORRIENTE | 38.901 | 38.405 |
| Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9) | - | 955 |
| Existencias (Nota 10) | 758 | 826 |
| Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (Nota 11) | 4.999 | 5.191 |
| Clientes por ventas y prestaciones de servicios | 4.348 | 4.521 |
| Otros deudores | 489 | 472 |
| Activos por impuesto corriente | 162 | 198 |
| Otros activos financieros corrientes (Nota 8) | 389 | 365 |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Nota 12) | 2.067 | 2.390 |
| ACTIVO CORRIENTE | 8.213 | 9.727 |
| TOTAL ACTIVO | 47.114 | 48.132 |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVO | | |
| Capital | 1.001 | 1.001 |
| Prima de emisión | 3.808 | 3.808 |
| Reservas | 9.549 | 9.077 |
| Acciones propias | (21) | - |
| Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante | 1.347 | 1.502 |
| Dividendo a cuenta | (330) | (408) |
| Ajustes por cambios de valor | (129) | (613) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 7 | 4 |
| Operaciones de cobertura | 47 | (119) |
| Diferencias de conversión | (183) | (498) |
| Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante | 15.225 | 14.367 |
| Participaciones no dominantes | 3.780 | 4.151 |
| PATRIMONIO NETO (Nota 13) | 19.005 | 18.518 |
| Ingresos diferidos (Nota 14) | 842 | 853 |
| Provisiones no corrientes (Nota 15) | 1.248 | 1.488 |
| Pasivos financieros no corrientes (Nota 16) | 15.003 | 15.653 |
| Deudas con entidades de crédito y obligaciones | 14.997 | 15.599 |
| Otros pasivos financieros | 6 | 54 |
| Pasivo por impuesto diferido (Nota 21) | 2.509 | 2.543 |
| Otros pasivos no corrientes (Nota 18) | 1.331 | 944 |
| PASIVO NO CORRIENTE | 20.933 | 21.481 |
| Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9) | - | 585 |
| Provisiones corrientes (Nota 15) | 158 | 193 |
| Pasivos financieros corrientes (Nota 16) | 2.599 | 2.595 |
| Deudas con entidades de crédito y obligaciones | 2.437 | 2.446 |
| Otros pasivos financieros | 162 | 149 |
| Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar (Nota 19) | 4.072 | 4.008 |
| Proveedores | 3.274 | 3.096 |
| Otros acreedores | 692 | 777 |
| Pasivos por impuesto corriente | 106 | 135 |
| Otros pasivos corrientes (Nota 20) | 347 | 752 |
| PASIVO CORRIENTE | 7.176 | 8.133 |
| TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO | 47.114 | 48.132 |

Las Notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas



Gas Natural Fenosa
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada

(en millones de euros)

| | 2016 | 2015 |
|--|--------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocio (Nota 22) | 23.184 | 26.015 |
| Aprovisionamientos (Nota 23) | (15.420) | (17.997) |
| Otros ingresos de explotación (Nota 24) | 265 | 257 |
| Gastos de personal (Nota 25) | (1.013) | (973) |
| Otros gastos de explotación (Nota 26) | (2.467) | (2.380) |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Notas 5 y 6) | (1.759) | (1.750) |
| Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras (Nota 14) | 43 | 64 |
| Resultado por enajenación de inmovilizado (Nota 27) | 51 | - |
| Otros resultados (Nota 28) | 122 | 5 |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 3.006 | 3.261 |
| Ingresos financieros | 131 | 140 |
| Gastos financieros | (954) | (1.032) |
| Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros | (2) | (1) |
| Diferencias de cambio | - | (1) |
| RESULTADO FINANCIERO (Nota 29) | (825) | (894) |
| Resultado de entidades valoradas por el método de la participación (Nota 7) | (98) | (4) |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | 2.083 | 2.363 |
| Impuesto sobre beneficios (Nota 21) | (418) | (573) |
| RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS | 1.667 | 1.790 |
| Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos (Nota 9) | 44 | 34 |
| RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO | 1.711 | 1.824 |
| Atribuible a: | | |
| Sociedad dominante | 1.347 | 1.502 |
| Procedente de operaciones continuadas | 1.325 | 1.491 |
| Procedente de operaciones interrumpidas | 22 | 11 |
| Participaciones no dominantes (Nota 13) | 364 | 322 |
| | | |
| Beneficio en euros por acción básico y diluido procedente de operaciones continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 13) | 1,33 | 1,56 |
| | | |
| Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante (Nota 13) | 1,35 | 1,57 |

Las Notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

| | 2016 | 2015 |
|--|--------------|--------------|
| RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO | 1.711 | 1.824 |
| OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO | 445 | (410) |
| Partidas que no se traspasarán a resultados: | | |
| Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes (Nota 15) | (51) | 7 |
| Efecto impositivo (Nota 21) | 13 | (2) |
| Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados: | | |
| Por valoración de activos financieros disponibles para la venta | 4 | 5 |
| Efecto impositivo valoración activos financieros disponibles para la venta (Nota 21) | (1) | (1) |
| Por coberturas de flujo de efectivo | 111 | (120) |
| Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21) | (31) | 28 |
| Diferencias de conversión | 378 | (358) |
| De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7) | 22 | 31 |
| <i>Por coberturas de flujo de efectivo</i> | 2 | (8) |
| <i>Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)</i> | - | 1 |
| <i>Diferencias de conversión</i> | 20 | 38 |
| TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS | 115 | (26) |
| Por valoración de activos financieros disponibles para la venta | - | - |
| Por coberturas de flujo de efectivo | 106 | (46) |
| Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21) | (28) | 12 |
| Diferencias de conversión | 32 | - |
| De sociedades contabilizadas por el método de la participación (Nota 7) | 5 | 8 |
| <i>Por coberturas de flujo de efectivo</i> | 9 | 10 |
| <i>Efecto impositivo coberturas de flujo de efectivo (Nota 21)</i> | (2) | (2) |
| <i>Diferencias de conversión</i> | (2) | - |
| OTRO RESULTADO GLOBAL DEL EJERCICIO | 560 | (436) |
| RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL EJERCICIO | 2.271 | 1.388 |
| Atribuible a: | | |
| Sociedad dominante | 1.801 | 1.093 |
| Participaciones no dominantes | 470 | 295 |

Las Notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Gas Natural Fenosa
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado

(en millones de euros)

| | Patrimonio atribuido a la sociedad dominante | | | | | | | Total Patrimonio neto |
|--------------------------------------|--|-----------------------------|------------------|-------------------------|------------------------------|---------------|-------------------------------|-----------------------|
| | Capital Social | Prima de emisión y Reservas | Acciones propias | Resultado del ejercicio | Ajustes por cambios de valor | Subtotal | Participaciones no dominantes | |
| Balance a 1.1.15 | 1.001 | 11.877 | - | 1.482 | (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 31) | - | - | - | - | - | - | 5 | 5 |
| Otras variaciones (Nota 13) | - | 53 | - | - | - | 63 | 160 | 213 |
| Balance a 31.12.15 | 1.001 | 12.477 | - | 1.502 | (613) | 14.367 | 4.161 | 18.618 |
| Resultado global total del ejercicio | - | (30) | - | 1.347 | 484 | 1.801 | 470 | 2.271 |
| Distribución de dividendos (Nota 13) | - | 579 | - | (1.502) | - | (923) | (214) | (1.137) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otras variaciones (Nota 13) | - | 1 | (21) | - | - | (20) | (627) | (647) |
| Balance a 31.12.16 | 1.001 | 13.027 | (21) | 1.347 | (129) | 15.226 | 3.780 | 19.005 |

Las Notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Gas Natural Fenosa
Estado de flujos de efectivo consolidado

(en millones de euros)

| | 2016 | 2015 |
|--|----------------|----------------|
| Resultado antes de impuestos | 2.063 | 2.363 |
| Ajustes del resultado (Nota 30): | 2.495 | 2.599 |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5, 8 y 9) | 1.759 | 1.791 |
| Otros ajustes del resultado neto (Nota 30) | 736 | 808 |
| Cambios en el capital corriente (Nota 30) | 5 | (75) |
| Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación (Nota 30): | (1.208) | (1.387) |
| Pago de intereses | (793) | (898) |
| Cobro de intereses | 31 | 24 |
| Cobro de dividendos | 79 | 82 |
| Pagos por impuestos sobre beneficios | (525) | (595) |
| FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN ⁽¹⁾ | 3.375 | 3.500 |
| Pagos por inversiones: | (2.556) | (2.065) |
| Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Nota 9 y 31) | (331) | (99) |
| Inmovilizado material e intangible | (2.147) | (1.894) |
| Otros activos financieros | (78) | (72) |
| Cobros por desinversiones: | 653 | 436 |
| Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (Notas 9 y 28) | 405 | 97 |
| Inmovilizado material e intangible | 222 | 1 |
| Otros activos financieros | 26 | 338 |
| Otros flujos de efectivo de actividades de inversión: | 49 | 69 |
| Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión (Nota 14) | 49 | 69 |
| FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN ⁽¹⁾ | (1.854) | (1.560) |
| Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio: | (27) | 270 |
| Emisión (Nota 13) | - | 986 |
| Adquisición (Nota 13) | (27) | (716) |
| Cobros/(pagos) por instrumentos de pasivo financiero: | (243) | (2.100) |
| Emisión (Nota 16) | 7.826 | 5.943 |
| Devolución y amortización (Nota 16) | (8.069) | (8.043) |
| Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio (Nota 13) | (1.526) | (1.070) |
| Otros flujos de efectivo de actividades de financiación | (61) | (123) |
| FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN ⁽¹⁾ | (1.857) | (3.023) |
| Otras variaciones de efectivo y equivalentes | (42) | - |
| Efecto de las variaciones de los tipos de cambio | 55 | (99) |
| VARIACIÓN DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES | (323) | (1.182) |
| Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio (Nota 12) | 2.390 | 3.572 |
| Efectivo y equivalentes al final del ejercicio (Nota 12) | 2.067 | 2.390 |

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

Las Notas 1 a 38 son parte integrante de estas Cuentas anuales consolidadas

Índice memoria correspondiente al ejercicio 2016

| | | |
|------|---|-----|
| (1) | INFORMACIÓN GENERAL | 7 |
| (2) | MARCO REGULATORIO | 7 |
| (3) | BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES | 29 |
| | 3.1) Bases de presentación | 29 |
| | 3.2) Nuevas normas NIIF-UE e interpretaciones CINIIF | 31 |
| | 3.3) Políticas contables | 31 |
| | 3.3.1) Consolidación | 31 |
| | 3.3.2) Transacciones en moneda extranjera | 33 |
| | 3.3.3) Inmovilizado intangible | 34 |
| | 3.3.4) Inmovilizado material | 36 |
| | 3.3.5) Pérdidas por deterioro de valor de los activos | 38 |
| | 3.3.6) Activos y pasivos financieros | 43 |
| | 3.3.7) Derivados y otros instrumentos financieros | 45 |
| | 3.3.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas | 46 |
| | 3.3.9) Existencias | 47 |
| | 3.3.10) Capital social | 48 |
| | 3.3.11) Beneficio por acción | 48 |
| | 3.3.12) Deuda financiera e instrumentos de patrimonio | 48 |
| | 3.3.13) Participaciones preferentes y obligaciones perpetuas subordinadas | 48 |
| | 3.3.14) Ingresos diferidos | 49 |
| | 3.3.15) Provisiones por obligaciones con el personal | 49 |
| | 3.3.16) Provisiones | 50 |
| | 3.3.17) Arrendamientos | 51 |
| | 3.3.18) Impuestos sobre beneficios | 52 |
| | 3.3.19) Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas | 52 |
| | 3.3.20) Estado de flujos de efectivo | 55 |
| | 3.3.21) Estimaciones e hipótesis contables significativas | 55 |
| (4) | INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS | 57 |
| (5) | INMOVILIZADO INTANGIBLE | 62 |
| (6) | INMOVILIZADO MATERIAL | 64 |
| (7) | INVERSIONES EN SOCIEDADES | 65 |
| (8) | ACTIVOS FINANCIEROS | 69 |
| (9) | ACTIVOS NO CORRIENTES Y GRUPOS ENAJENABLES DE ELEMENTOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS | 74 |
| (10) | EXISTENCIAS | 76 |
| (11) | DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR | 77 |
| (12) | EFFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES | 77 |
| (13) | PATRIMONIO | 78 |
| (14) | INGRESOS DIFERIDOS | 88 |
| (15) | PROVISIONES | 89 |
| (16) | DEUDA FINANCIERA | 96 |
| (17) | GESTIÓN DEL RIESGO E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS | 102 |
| (18) | OTROS PASIVOS NO CORRIENTES | 110 |
| (19) | ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR | 111 |
| (20) | OTROS PASIVOS CORRIENTES | 112 |
| (21) | SITUACIÓN FISCAL | 112 |
| (22) | IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS | 117 |
| (23) | APROVISIONAMIENTOS | 117 |
| (24) | OTROS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN | 117 |
| (25) | GASTOS DE PERSONAL | 118 |
| (26) | OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN | 119 |
| (27) | RESULTADO POR ENAJENACIÓN DE INMOVILIZADO | 119 |
| (28) | OTROS RESULTADOS | 119 |
| (29) | RESULTADO FINANCIERO NETO | 119 |
| (30) | EFFECTIVO GENERADO EN LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN | 120 |
| (31) | COMBINACIONES DE NEGOCIOS | 120 |
| (32) | ACUERDOS DE CONCESIÓN DE SERVICIOS | 126 |
| (33) | INFORMACIÓN DE LAS OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS | 127 |
| (34) | INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO | 129 |
| (35) | COMPROMISOS Y PASIVOS CONTINGENTES | 131 |
| (36) | HONORARIOS AUDITORES DE CUENTAS | 134 |
| (37) | MEDIO AMBIENTE | 135 |
| (38) | ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL CIERRE | 136 |
| | ANEXO I SOCIEDADES DE GAS NATURAL FENOSA | 137 |
| | ANEXO II VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN | 148 |
| | ANEXO III SOCIEDADES DEL GRUPO FISCAL GAS NATURAL | 150 |



Notas explicativas a las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa, del ejercicio 2016

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en plaza 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.

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 Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) anteriormente denominado 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 integró 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 reguladas, 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 del 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 fue abonado por Enagás, S.A. con contrapartida a 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 que cubra la parte que sobrepasa dichos límites. 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 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



ascendía a 164 millones de euros y se pagará a partir del año 2015 en cinco años, reconociéndose en condiciones equivalentes a las de mercado.

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

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre de 2016, ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2017. 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) 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 y la Orden IET/359/2016, de 17 de marzo, estableció las obligaciones en el año 2016.

El 22 de mayo de 2015 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, entró en operación en diciembre de 2015.

El 11 de junio de 2016 se publicó la Resolución, de 6 de junio, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado del gas, como la figura de los creadores de mercado, la adquisición del gas colchón para Yela y la adquisición del gas talón y el gas de maniobra.

El 5 de agosto de 2016 se publicó la Resolución, de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. Esta Resolución establece un modelo normalizado de prestación de garantías, determina el importe y

vigencia de las mismas para desbalances en el punto virtual de balance (PVB) así como de las garantías requeridas para contratación de capacidad, define los instrumentos válidos para la formalización de las garantías y, finalmente, establece el protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías y el protocolo de actuación en caso de incumplimientos.

Adicionalmente, el 5 de agosto de 2016 se publicó la Resolución, de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se aprueba el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español. El objeto del contrato marco es la contratación por parte del usuario (comercializadores o clientes directos en mercado) de los servicios de acceso a las instalaciones del sistema gasista, excluida la contratación de los servicios de acceso del punto de balance hacia o desde una conexión por gasoducto con Europa.

En cuanto al precio de la tarifa de último recurso (TUR) durante el ejercicio 2016 ha evolucionado del siguiente modo:

- 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.
- El 31 de marzo de 2016 se publicó la Resolución de 29 de marzo de 2016, de la DGPEM, que contempla una bajada de la TUR media del 3%, aplicable a partir del 1 de abril de 2016.
- El 30 de septiembre de 2016 se publicó la Resolución de 26 de septiembre de 2016, de la DGPEM, que contempla una subida de la TUR media del 1,1%, aplicable a partir del 1 de octubre de 2016.
- El 31 de diciembre de 2016 se publicó la Resolución de 29 de diciembre de 2016, de la DGPEM, que contempla una subida de la TUR media del 3,5%, aplicable a partir del 1 de enero de 2017.

El suministro de gas licuado del petróleo (GLP) es una actividad regulada en la ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.

El MINETAD establece las tarifas de venta del GLP canalizado para los consumidores finales, así como los precios de cesión del GLP al que lo compran los distribuidores de GLP por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas. Estos precios se publican mediante resoluciones mensuales.

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.

El marco regulatorio en México está en revisión para su adecuación a la Reforma Energética decidida a finales de 2013. Para la distribución de gas se prevé una simplificación en la metodología de retribución que debe ser favorable a los distribuidores. Para el caso de las distribuidoras de Gas Natural Fenosa en el país, se cuenta con tarifas aprobadas para el quinquenio 2016 – 2020.



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.

También en Brasil, se espera que el regulador del estado de Sao Paulo apruebe nuevas tarifas a lo largo del año 2017.

En Colombia continúa el proceso de revisión tarifaria. Las distribuidoras presentaron sus solicitudes de nuevas tarifas en octubre de 2015, de acuerdo a la resolución CREG-202-2013, pero, el 15 de julio de 2016, se publicó la resolución CREG-93-2016 que revoca algunas disposiciones de la resolución CREG-202 y procede a archivar los expedientes presentados por las empresas distribuidoras para el cálculo de las nuevas tarifas de distribución. A la fecha, todavía no se ha aprobado una resolución con la parte de la metodología de la resolución CREG-202 que fue revocada. No obstante se espera que las nuevas tarifas de distribución se aprueben en 2017.

En Argentina, el 1 de Abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) publicó una resolución en la que se establecían los nuevos precios para el gas natural, se instruyó al regulador argentino para que iniciase el proceso de revisión tarifaria que debería terminar en marzo de 2017 y se instaba a la publicación de un nuevo pliego tarifario transitorio que permitiese a las distribuidoras cumplir con el plan de inversiones previsto, afrontar los gastos de O&M, administración y comercialización y cumplir sus obligaciones, que estaría vigente hasta el fin del proceso de revisión tarifaria.

El nuevo pliego tarifario transitorio provocó incrementos significativos en la tarifa final que pagaban los consumidores, lo que a su vez provocó que se interpusieran reclamaciones ante los tribunales. Ante esta situación el MEM decidió limitar el importe final que debían abonar algunos consumidores, instrumentando descuentos en el precio del gas natural. A lo largo de los meses de junio, julio y agosto se dictaron sentencias judiciales que anularon las tarifas transitorias y requerían la celebración de una audiencia pública para la convalidación de nuevas tarifas provocando que, temporalmente, las distribuidoras estuvieran impedidas para poder aplicar las tarifas y facturar a sus clientes.

En agosto 2016, el MEM emitió una nueva resolución, a los efectos de acordar, entre otras cosas, la aplicación retroactiva de las tarifas vigentes en 2015 a los consumidores residenciales para los consumos efectuados por estos a partir del 1 de abril de 2016, el establecimiento de un plazo de cuatro meses para que los consumidores abonen las cantidades no pagadas a las distribuidoras con motivo de la anulación judicial de las tarifas transitorias, y la instrucción al regulador para la convocatoria de una audiencia pública para convalidar las tarifas transitorias.

Tras la celebración de la audiencia pública en septiembre de 2016, el MEM emitió una nueva resolución para la adecuación de las tarifas de transición vigentes que permitiese a las distribuidoras de gas cumplir con sus obligaciones, a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio hasta que se establezcan los cuadros tarifarios definitivos resultado de la Revisión Tarifaria Integral.

Asimismo, a los efectos de paliar los efectos que para las distribuidoras tuvo la anulación judicial de las tarifas y la imposibilidad de facturar durante unos meses, las distribuidoras solicitaron al Gobierno Argentino la concesión de una asistencia económica transitoria, que finalmente fue concedida el 30 de diciembre de 2016, por un monto de 3.450 millones de pesos argentinos, para solventar el Plan de Inversiones Obligatorias y la cancelación de



deudas con empresas productoras, de los que corresponden a Gas Natural BAN, S.A. 594 millones de pesos argentinos.

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 (TDLC), situación de monopolio. Hasta el momento esta circunstancia no se ha dado.

Durante 2016 se ha tramitado el Proyecto de Ley que modifica la Ley de servicios de gas a los efectos de solventar algunos vacíos regulatorios de la Ley actual. Entre otros cambios, se modifica la función del TDLC, pasando a ser desempeñada su función por un comité de expertos y aumentando el periodo a considerar para el análisis de rentabilidad de uno a tres años móviles. Dicho proyecto fue aprobado por las cámaras del Congreso y el Senado y se espera que sea promulgado a principios de 2017. No se espera que estos cambios regulatorios afecten a la gestión de la actividad.

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.

A finales de 2016 el Regulador ha puesto en marcha un proceso de discusión con los Agentes para la modificación de las inversiones que se realicen en el futuro, proceso que sigue actualmente abierto.



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 Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) 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 (menor o igual) 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 que se calcula a partir del PVPC y que resulta aplicable a los consumidores que tengan la condición de vulnerables y a aquéllos 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 será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias comercializadoras si no forman parte de un grupo.

- 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 24/2013 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 superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.
 - Para el año 2013 se 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 tasa de retribución financiera de los activos durante el primer periodo regulatorio, hasta el 31 de diciembre de 2019, 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.

El marco retributivo vigente está determinado por 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, y la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

La retribución de la actividad de transporte se establece con carácter anual por el Ministerio, reconociendo una retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento, calculada a partir de los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento establecidos reglamentariamente, más un incentivo a su disponibilidad.

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, 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, y la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

La retribución, que se calcula anualmente por el Ministerio reconoce una retribución por inversión y por operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, así como de otras tareas reguladas calculadas a partir de los valores unitarios aprobados reglamentariamente e incluye unos incentivos para la reducción de pérdidas en la red, la detección del fraude y la mejora de la calidad del servicio.

El 17 de junio de 2016 se publicaron sendas Órdenes Ministeriales (Orden IET/980/2016, de 10 de junio y Orden IET/981/2016, de 15 de junio) por las que se establecen la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica y de la de las empresas titulares de las instalaciones de transporte para el año 2016. La retribución fijada en dichas Órdenes será la que se liquidará a cuenta a las empresas distribuidoras y transportistas durante el año 2017, hasta que se apruebe por el Ministerio la retribución del ejercicio 2017.

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.

La Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación), establece que los Estados miembro podrán elaborar un plan nacional transitorio, aplicable durante el periodo que va desde el 1 de enero de 2016 al 30 de junio de 2020, que abarque a las instalaciones de combustión que hayan obtenido el primer permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hayan realizado una solicitud completa de un permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación hayan estado en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, señalando las instalaciones que deben incluirse en el mismo.

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 31 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Legislativo 1/2016 por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados que aúna en una única norma todas las sucesivas modificaciones introducidas en la Ley 16/2002 desde 2005.

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 una retribución por la venta de energía en el mercado, valorada a precios de mercado y una retribución específica compuesta por dos términos: un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser repercutidos por la venta de energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión; y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos explotación de la instalación tipo que corresponda, al que se denomina retribución a la operación.

- 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.

La regulación renovable además de la revisión de los 6 años, establece semiperíodos regulatorios de tres años para revisar la retribución específica de las instalaciones renovables de cogeneración y residuos en función de los precios del mercado. En esta revisión se calculan los valores por las desviaciones por los precios de mercado con respecto a los considerados en al principio del semiperíodo regulatorio. Adicionalmente se revisan las estimaciones de los ingresos futuros por la venta de energía en el mercado y los parámetros directamente relacionados con él para el próximo semiperíodo regulatorio, lo que también tiene efectos en la retribución específica de las instalaciones tipo.

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 21 de enero de 2016 se publicó la Resolución de 18 de enero de 2016, de la DGPEM, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre. Resultaron adjudicados el total de los MW tanto eólicos como de biomasa, con la particularidad de que en ambas tecnologías, el descuento resultó del 100% por lo que ningún adjudicatario recibirá retribución por los costes de inversión.

En relación al autoconsumo, 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. Este RD recoge la reducción en peajes a los autoconsumidores de menos de 10 kW, publicado en el Real Decreto-Ley 9/2015.

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.

En este año se ha procedido al cierre definitivo de la liquidación del Real Decreto de Garantía de Suministro que estuvo en vigor durante los años 2010 y 2014 y que estaba pendiente.

Así, el 22 de febrero de 2016 se publicó la Resolución de 16 de febrero de 2016, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del sistema eléctrico del año 2012, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2012.

Posteriormente, el 12 de agosto de 2016, se publicó la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2013, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2013.

Finalmente, el 20 de septiembre de 2016, se publicó la Resolución de 19 de septiembre de 2016, de la SEE, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2014, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010. Con esta Resolución se permite realizar la liquidación definitiva de 2014.

En la primera quincena de diciembre de 2016 se procedió al cobro de las cantidades pendientes.

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 teledata 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.

El 10 de septiembre de 2016, se publicó la Orden IET/1451/2016, de 8 de septiembre, por la que se aprueban los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2016. De acuerdo con la Orden, a Gas Natural SDG, S.A. le corresponde un 14,80 % del coste total.

La Sala Tercera del Tribunal Supremo ha dictado diversas sentencias que, estimando los recursos interpuestos contra el Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, declaran inaplicable el régimen de financiación del bono social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por entender que resulta incompatible con la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y que deroga la Directiva 2003/54/CE. Adicionalmente, declaran igualmente inaplicables y nulos los artículos 2 y 3 del Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, que desarrollan el citado artículo 45.4 de la Ley 24/2013, reconociendo a las recurrentes el derecho a ser reintegradas de las aportaciones en tal concepto realizadas.

Como consecuencia de lo anterior, se ha emitido una nueva regulación sobre la forma de financiación del bono social de carácter urgente. El 24 de diciembre de 2016 se ha publicado el Real Decreto-Ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. Asimismo se determina que al consumidor vulnerable severo no se le puede interrumpir el suministro por impago con efectos 1 de enero de 2017.

El 25 de noviembre de 2016, se publicó el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC) y su régimen jurídico de contratación. Posteriormente, el 24 de diciembre de 2016, se publicó la Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del PVPC en el período 2014-2016 atendiendo al Real Decreto anterior.

En relación a la interrumpibilidad que ofrecen algunos consumidores, 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 ha sido modificada en varias ocasiones siendo la última la de la Orden ETU/1976/2016. La Resolución de 5 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, aprueba las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión



de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación en las subastas.

2.5. Regulación del sector de electricidad internacional

2.5.1. Generación

Gas Natural Fenosa, a través de su filial Global Power Generation (GPG), está presente como generador en México, Panamá, Costa Rica, República Dominicana, Kenia, Puerto Rico y, recientemente, en Chile, Brasil y Australia.

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), a clientes finales bajo contratos bilaterales y excedentes de generación al mercado creado bajo la reforma energética llevada a cabo entre 2015 y 2016. Adicionalmente, durante 2014, se puso en marcha 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 Chile, GPG ha resultado adjudicatario en el proceso de licitación de energía celebrado en agosto de 2016 para el desarrollo de generación bajo un esquema de contratos a largo plazo (PPA) a 20 años con las distribuidoras. Para el cumplimiento de este compromiso, GPG tiene previsto desarrollar dos proyectos (eólico y solar) para su funcionamiento en 2021.

En Australia, GPG se adjudicó en agosto de 2016 un proyecto de generación eólico mediante un contrato a 20 años con una tarifa regulada por la energía inyectada en el sistema.

Finalmente, GPG también está presente en Brasil mediante la adquisición de dos proyectos de generación renovable con contratos de largo plazo de venta de energía de reserva a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) ya firmados en base a la adjudicación en la subasta de energía celebrada en 2015.

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, Argentina, 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, 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 Moldavia, las tarifas de distribución y comercialización vigentes aplican hasta marzo de 2018. El 15 julio de 2016 el Regulador aprobó una Resolución con el mecanismo para la recuperación de los desvíos del precio de la energía no trasladados al cliente final como corresponde, en un plazo de 4 años y que fue publicada el 4 de octubre de 2016. El 25 de octubre de 2016 se firmó el último acuerdo pendiente con las empresas generadoras de energía acuerdo (con la empresa estatal Energocon), con lo que se pudo dar por finalizada con éxito la negociación con el Estado moldavo para recuperar la deuda derivada de la no repercusión en tarifa de los precios reales de compra de la energía. Solo queda pendiente que ANRE (Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică) defina antes de marzo de 2017 el importe a aplicar en las tarifas para recuperar la deuda conforme a lo establecido en la metodología publicada el 4 de octubre.

La actividad de distribución y subtransmisión en Chile está regulada según un marco conocido y estable. Las tarifas se actualizan periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de costos y los precios de compra, y se revisan cuatrienalmente.

A principios de 2017 se espera la aprobación de la revisión de las tarifas de distribución eléctrica, que tendrán carácter retroactivo a noviembre de 2016. El 20 de julio de 2016 se publicó la Ley 20.936, en la que se modifican algunas disposiciones relativas a la actividad de Transporte de la Ley de Servicios Eléctricos y se crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. En esta misma ley se aprueba una prórroga de dos años de las tarifas de subtransmisión vigentes, durante 2016 y 2017, por lo que las nuevas tarifas de subtransmisión no entrarán en vigor hasta enero de 2018.

En Panamá se iniciarán los trabajos de revisión tarifaria durante 2017, y el nuevo pliego tarifario entrará en vigor en julio de 2018.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2015 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016.

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. con fecha 7 de febrero de 2017, 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 2016 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, las combinaciones de negocio y los planes de pensiones de prestación definida.

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 2016, 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 2016 se han aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones:

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

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

Por otro lado, la Unión Europea ha adoptado en 2016 las siguientes normas con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2018, que no han sido adoptadas anticipadamente:

- NIIF 15, "Ingresos ordinarios de contratos con clientes";
- NIIF 9, "Instrumentos financieros";

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 16, "Arrendamientos";
- NIC 12 (Modificación), "Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas";
- NIC 7 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar";
- NIIF 15 (Aclaraciones), "Ingresos ordinarios de contratos con clientes";
- NIIF 2 (Modificación), "Clasificación y medición de pagos basados en acciones";
- NIIF 4 (Modificación), "Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro";
- NIC 40 (Modificación), "Trasferencia de inversiones inmobiliarias";
- CINIIF 22, "Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2014-2016

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

En base a los análisis realizados hasta la fecha, Gas Natural Fenosa estima que de todas estas normas y modificaciones, las únicas que podrían tener impacto en los estados financieros consolidados serían la NIIF 9 y la NIIF 15, cuya entrada en vigor está prevista el 1 de enero de 2018, y la NIIF 16, cuya entrada en vigor está prevista el 1 de enero de 2019.

Con respecto a la NIIF 9, que es una nueva norma de clasificación y valoración de activos y pasivos financieros que también incluye un modelo de pérdidas de crédito esperadas y de contabilidad de coberturas alineada con la gestión económica del riesgo, Gas Natural Fenosa está revisando el impacto en sus prácticas de negocio del nuevo modelo de deterioro en las cuentas a cobrar en función de las pérdidas esperadas y la contabilidad de coberturas.

Con respecto a la NIIF 15, que es una nueva norma por la que se reconocerán los ingresos derivados de los contratos en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes, Gas Natural Fenosa está analizando la aplicación de las políticas internas de reconocimiento de ingresos actualmente en vigor para las distintas tipologías de contratos con clientes identificando las obligaciones de desempeño, el precio de la transacción y su asignación, con el objetivo de identificar posibles diferencias con el modelo de la nueva norma.

Por último, la NIIF 16 establece que se deberán reconocer en el Balance de situación consolidado los activos por el derecho de uso y los pasivos derivados de los contratos de arrendamiento operativo (a excepción de los acuerdos de arrendamiento a corto plazo y los que tienen por objeto activos de bajo valor). Adicionalmente, cambiará el criterio de registro del gasto por arrendamientos, que se registrará como gasto por amortización del activo y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. Gas Natural Fenosa está recopilando los datos necesarios de sus contratos de arrendamientos operativos para poder evaluar los correspondientes impactos. No obstante, considerando el volumen poco relevante de los compromisos por contratos de arrendamiento que mantiene el Grupo (Nota 35), Gas Natural Fenosa prevé que la NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

En consecuencia, dada la complejidad de la aplicación de la NIIF 9, la NIIF 15 y la NIIF 16, los análisis descritos concluirán durante el ejercicio 2017.

3.3 Políticas contables

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

3.3.1 Consolidación

a) *Dependientes*

Se consideran sociedades dependientes aquellas 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 participaciones 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 2016 y 2015, detallándose a continuación las más relevantes.

Ejercicio 2016

En el ejercicio 2016 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación corresponden a la venta por Unión Fenosa Gas de las participaciones en Gasifica, S.A. y en Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Nota 7), la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (Nota 7), la venta de Gasco S.A. junto con la compra de un 37,88% adicional de Gas Natural Chile S.A. (Nota 9), la compra de Vayu Limited (Nota 31) y a la desconsolidación de la participación de Electricaribe tras la pérdida de control (Nota 8).

Ejercicio 2015

En el ejercicio 2015 las principales variaciones producidas en el perímetro de consolidación correspondieron 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 28) y a la adquisición en octubre de 2015 del 100% de la sociedad de energía renovables Gecal Renovables, S.A. (Nota 31).

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 produjo 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).

3.3.2 Transacciones en moneda extranjera

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

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en



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

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

- Los activos y pasivos de cada Balance de situación presentado se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del Balance.
- Los ingresos y gastos de cada Cuenta de pérdidas y ganancias se convierten a los tipos de cambio medios mensuales, a menos que esta medida no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el Estado consolidado de resultado global y el importe acumulado se registra en el epígrafe 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 2016 y 2015 han sido los siguientes:

| | 31 de diciembre de 2016 | | 31 de diciembre de 2015 | |
|----------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Tipo de Cierre | Tipo medio acumulado | Tipo de Cierre | Tipo medio acumulado |
| Dólar estadounidense (USD) | 1,05 | 1,11 | 1,09 | 1,11 |
| Peso Argentino (ARS) | 16,74 | 16,24 | 14,09 | 10,21 |
| Real Brasileño (BRL) | 3,44 | 3,86 | 4,25 | 3,70 |
| Peso Colombiano (COP) | 3.163 | 3.376 | 3.329 | 3.046 |
| Peso Chileno (CLP) | 703,32 | 748,54 | 770,08 | 726,09 |
| Peso Mexicano (MXN) | 21,78 | 20,86 | 18,88 | 17,61 |
| Balboa Panameño (PAB) | 1,05 | 1,11 | 1,09 | 1,11 |
| Lei Moldavo (MDL) | 21,01 | 22,04 | 21,40 | 20,85 |

3.3.3 Inmovilizado intangible

a) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del coste de adquisición sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de la dependiente, controlada conjuntamente o asociada adquirida, en la fecha de adquisición. El fondo de comercio relacionado con adquisiciones de dependientes 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 CINIIF 12 y otras concesiones y similares

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 transmisión eléctrica 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 3.3.5.

c) Aplicaciones informáticas

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

Los costes de aplicaciones informáticas reconocidos como activos se amortizan linealmente en un período de entre cuatro y cinco 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 renovable, 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 transmisión de electricidad y de las concesiones de distribución de gas.

3.3.4 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 adquiera como parte de una combinación de negocios.

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

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

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

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

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

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

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

Los costes futuros a los que Gas Natural Fenosa deberá hacer frente en relación con el cierre de determinadas instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión (Nota 3.3.16).

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 concluyó los estudios técnicos que venía realizando sobre la estimación de la vida útil de los parques eólicos. Los estudios técnicos se realizaron por los servicios internos de ingeniería basados en la experiencia 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 2015 Gas Natural Fenosa modificó, 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 en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 fue una menor amortización por importe de 6 millones de euros.

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

Cuando el valor contable de un activo es superior a su importe recuperable estimado o cuando ya no es útil, debido, por ejemplo, a desplazamientos en la red de distribución, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (Nota 3.3.5).

c) Operaciones de exploración y producción

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 son cargados en resultados.

Los costes de inversiones en zonas con reservas se capitalizan y se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas al inicio del período de amortización.

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

3.3.5 Pérdidas por deterioro de valor de los activos

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, Chile, Colombia, México y Perú), al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
 - Distribución de gas Resto de Europa. 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 (Argentina, Chile, Panamá y Colombia) al tratarse de negocios sujetos a distintos marcos regulatorios.
 - Distribución de electricidad Resto de Europa. Corresponde a los activos de distribución de electricidad en Moldavia.
- Gas. Incluye las UGEs de Infraestructuras de gas, de 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 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.
 - 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 en Kenia y Australia.
- Otros. Incluye principalmente la UGE del yacimiento de carbón en Sudáfrica.

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 2016 (%) | Crecimiento 2015 (%) |
|--|-------------------------|-------------------------|
| Distribución de gas España | 1,0 | 1,0 |
| Distribución de gas Resto de Europa | 1,0 | 1,0 |
| Distribución de gas Latinoamérica | 2,6-3,0 | 1,0-2,8 |
| Distribución de electricidad España | 1,2 | 0,6 |
| Distribución de electricidad Resto de Europa | 1,8 | 1,8 |
| Distribución de electricidad Latinoamérica | 1,6-3,0 | 1,2-3,0 |
| Unión Fenosa Gas | 1,8 | 1,4 |
| Electricidad España | 2,2 | 1,8 |
| GPG | 1,0-4,6 | 1,0-4,9 |

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

| | Tasas 2016 (%) | Tasas 2015 (%) |
|--|-------------------|-------------------|
| Distribución de gas España | 6,2 | 6,5 |
| Distribución de gas Resto de Europa | 5,9 | 6,3 |
| Distribución de gas Latinoamérica | 10,0-17,0 | 10,7-16,0 |
| Distribución de electricidad España | 5,2 | 5,6 |
| Distribución de electricidad Resto de Europa | 14,9 | 14,9 |
| Distribución de electricidad Latinoamérica | 8,8-16,6 | 8,9-15,5 |
| Unión Fenosa Gas | 11,9 | 11,0 |
| Electricidad España | 6,1 | 6,8 |
| GPG | 5,8-12,8 | 6,4-11,1 |

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 2.4.1.2) y Real Decreto 1048/2013 (Nota 2.4.1).
- La Orden IET /2660/2015, de 11 de diciembre que aprueba las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores de retribución de otras actividades reguladas que aplicarán en el primer periodo regulatorio que comprenderá de 1 de enero de 2016 a 31 de diciembre de 2019.
- 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.

- 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 y a la evolución prevista de los precios en los mercados spot.
- 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.

Como resultado del proceso anterior, en el ejercicio 2016 los valores recuperables de los activos de las UGEs, calculados conforme a la metodología descrita, han resultado, excepto para la participación en Unión Fenosa Gas, en la que se ha registrado un deterioro de dicha participación (Nota 7), superiores a los valores netos contables registrados en las presentes Cuentas anuales consolidadas.

En el ejercicio 2015 los análisis de deterioro realizados no pusieron 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 (Nota 7) cuyo valor recuperable equivale a su valor neto contable.



3.3.6 Activos y pasivos financieros

Inversiones financieras

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

a) *Préstamos 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 un deterioro prolongado 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.

Los contratos de cesión de cuentas a cobrar se consideran factoring sin recurso siempre que impliquen un traspaso de 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 de situación, o incluyan cláusulas de renovación tácita a ejercicio de Gas Natural Fenosa.



Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

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

3.3.7 Derivados y otros instrumentos financieros

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

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

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

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

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio (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.



3.3.8 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

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

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa considera actividades interrumpidas los componentes (unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan un línea de negocio o una área geográfica de la explotación, que sea significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

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

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

3.3.9 Existencias

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

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

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

Durante el ejercicio 2016 se ha revisado la política contable de calificación como inmovilizado intangible aplicada a los derechos de emisión de gases con efecto invernadero (CO₂). A partir del análisis efectuado, basado en la consideración de estos activos como existencias debido a que su permanencia como activo, con carácter general, no será duradera, así como por la práctica seguida por los principales operadores del sector, se ha reclasificado el valor en libros de los derechos de emisión contabilizados como inmovilizado intangible al epígrafe de existencias. Los derechos de emisión se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste fuera inferior. Cuando se realiza la entrega de los derechos, su baja se registra con cargo a la provisión registrada en el momento de producirse las emisiones de CO₂ (Nota 3.3.16).

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



3.3.10 Capital social

El capital social está representado por acciones ordinarias.

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

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

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

3.3.11 Beneficio por acción

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

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

3.3.12 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.

3.3.13 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".

3.3.14 Ingresos diferidos

En este epígrafe se incluyen básicamente:

- Las subvenciones de capital 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 (acometidas), 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.

3.3.15 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.

3.3.16 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 desmantelar 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 desmantelamiento 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 registran en el epígrafe Provisiones corrientes los derechos de CO₂ a entregar valorados al coste de adquisición para derechos comprados registrados en el epígrafe Existencias y, en el caso de no poseer todos los derechos de emisión necesarios, al valor razonable para los derechos pendientes de compra.

3.3.17 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.

3.3.18 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.

3.3.19 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 están pendientes liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores.

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre (Nota 2.1.1.2) reconoce el déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que coincide con el importe aprobado 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 en quince anualidades consecutivas desde el 25 de noviembre de 2016, con anualidades que serán incluidas como un coste del sistema y en las que se reconocerá un tipo de interés provisional del 1,104%.

Por otro lado, en la Orden ETU/1977/2016 se reconoce un desajuste temporal entre los ingresos y costes del ejercicio 2015, que coincide con el aprobado en la liquidación definitiva del ejercicio 2015. Los sujetos del sistema de liquidaciones, entre los que se encuentra Gas Natural Fenosa, tendrán derecho a su recuperación en cinco anualidades consecutivas desde el 25 de noviembre de 2016 reconociéndose un tipo de interés provisional del 0,836%. 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 gas 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.

A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se han publicado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2013 a 2015, pero no se espera que de las

2



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 titulación 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. En los ejercicios 2014 a 2016, tras las reformas acometidas, no se ha producido déficit de ingresos en el sector, según los datos de las liquidaciones provisionales de dichos ejercicios.

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 período en el que se incurren siempre que los primeros sean recuperables. No se registra el margen del contrato hasta el momento en que se tiene certeza del mismo, en base a la planificación de costes e ingresos.

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

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

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

3.3.20 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.

3.3.21 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 3.3.3 y 3.3.4)*

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

- b) *Deterioro de valor de los activos (Nota 3.3.5)*

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 3.3.7)*

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

El valor razonable de los instrumentos financieros que no cotizan en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. Gas Natural Fenosa utiliza una variedad de métodos y realiza hipótesis que se basan en las condiciones del mercado existentes en cada una de las fechas del Balance. Para determinar el valor razonable del resto de

instrumentos financieros se utilizan otras técnicas, como flujos de efectivo descontados estimados. El valor razonable de las permutas de tipo de interés se calcula como el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados. El valor razonable de los contratos de tipo de cambio a plazo se determina usando los tipos de cambio a plazo cotizados en el mercado en la fecha del Balance. El valor razonable de los derivados de precios de *commodities* se determina usando las curvas futuras de precios cotizados en el mercado en la fecha de Balance.

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

d) *Provisiones por obligaciones con el personal (Nota 3.3.15)*

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 3.3.16)*

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 3.3.18)*

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 3.3.19)*

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



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

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

Nota 4. Información financiera por segmentos

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

Sin producirse ninguna modificación en la definición de los segmentos de Gas Natural Fenosa respecto al pasado ejercicio, se presentan los negocios de CGE (Chile) dentro de distribución gas Latinoamérica y distribución electricidad Latinoamérica en línea con la información de gestión interna utilizada por el órgano de gobierno de Gas Natural Fenosa.

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. También incluye la actividad de gases licuados del petróleo (GLP).

La distribución de gas en Italia consiste en la distribución regulada de gas.

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

- 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 en Argentina, Chile, Panamá, Colombia (hasta 31

de diciembre de 2016).

- **Gas.** Incluye la actividad derivada de las Infraestructuras de gas, la actividad de Comercialización y de Unión Fenosa Gas.

El negocio de infraestructuras incluye las actividades de exploración, producción y almacenamiento de gas. También recoge el proceso de regasificación y la operación del gasoducto Magreb-Europa.

El negocio de comercialización 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 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. Adicionalmente incorpora la actividad de transporte marítimo, incluida anteriormente en infraestructuras, adecuando el comparativo 2015.

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 y de 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, carbón, 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), Resto (Kenia y Australia) e incorporará cuando se inicien las actividades de Brasil y Chile.

- **Otros.** Incluye la explotación del yacimiento de carbón de la sociedad Kangra Coal (Proprietary), Ltd en Sudáfrica, los activos/pasivos y los gastos de funcionamiento de la corporación y su facturación a los distintos negocios en función de su utilización, así como 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

| 2016 | Distribución de gas | | | Distribución de Electricidad | | | Gas | | | Electricidad | | TOTAL | | |
|---|---------------------|--------|----------------|------------------------------|--------|----------|----------------|---------|---------|--------------|-------------------------|---------|-------|---------------|
| | España | Italia | Latino-américa | Total | España | Moldavia | Latino-américa | Total | UF GAS | Total | Global Power Generation | | Otros | Eliminaciones |
| Importe neto cifra negocios consolidado | 1.075 | 88 | 3.687 | 4.750 | 788 | 227 | 4.673 | 5.639 | 7.843 | 4.217 | 783 | 4.990 | 122 | 23.184 |
| Importe neto cifra negocios entre segmentos | 123 | - | - | 123 | 44 | - | - | 44 | 1.481 | 1.082 | 18 | 1.681 | 242 | 2.990 |
| Importe neto cifra negocios segmentos | 1.198 | 88 | 3.587 | 4.873 | 833 | 227 | 4.673 | 5.733 | 9.134 | 5.279 | 791 | 6.060 | 384 | 23.184 |
| Aprovisionamientos segmentos | (33) | (1) | (2.372) | (2.406) | - | (170) | (3.408) | (3.578) | (7.961) | (3.813) | (400) | (4.213) | (94) | (14.420) |
| Gastos de personal neto | (88) | (11) | (124) | (203) | (85) | (8) | (216) | (307) | (72) | (188) | (40) | (40) | (248) | (1.013) |
| Otros ingresos/gastos de explotación | (208) | (14) | (312) | (534) | (145) | (8) | (360) | (514) | (240) | (813) | (84) | (897) | 67 | (1.791) |
| Errores | 888 | 62 | 779 | 1.730 | 603 | 42 | 888 | 1.334 | 547 | 848 | 287 | 872 | 89 | 4.370 |
| Otros resultados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 122 |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado | (281) | (24) | (158) | (474) | (222) | (5) | (182) | (399) | (82) | (528) | (132) | (655) | (121) | (1.759) |
| Deducción a provisiones | (2) | - | (23) | (25) | - | - | (215) | (246) | (44) | (28) | - | (38) | (8) | (327) |
| Resultado de explotación | 698 | 38 | 587 | 1.334 | 281 | 37 | 312 | 730 | 441 | 881 | 154 | 1.035 | 85 | 3.006 |
| Resultado financiero neto | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (828) |
| Resultado método participación | - | - | 16 | 16 | - | - | 8 | 9 | (178) | 2 | 48 | 51 | 2 | (98) |
| Resultado antes de impuestos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.083 |
| Impuesto sobre beneficios | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (418) |
| Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.667 |
| Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 44 |
| Resultado del ejercicio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.711 |

| 2015 | Distribución de gas | | | Distribución de Electricidad | | | Gas | | | Electricidad | | TOTAL | | |
|---|---------------------|--------|----------------|------------------------------|--------|----------|----------------|---------|---------|--------------|-------------------------|---------|-------|---------------|
| | España | Italia | Latino-américa | Total | España | Moldavia | Latino-américa | Total | UF GAS | Total | Global Power Generation | | Otros | Eliminaciones |
| Importe neto cifra negocios consolidado | 1.056 | 92 | 4.018 | 5.166 | 782 | 280 | 4.582 | 5.634 | 9.488 | 4.885 | 778 | 5.474 | 242 | 28.016 |
| Importe neto cifra negocios entre segmentos | 135 | - | - | 135 | 46 | - | - | 46 | 1.588 | 1.084 | 27 | 1.711 | 237 | 3.117 |
| Importe neto cifra negocios segmentos | 1.191 | 92 | 4.018 | 5.301 | 838 | 280 | 4.582 | 5.880 | 11.077 | 5.779 | 805 | 6.585 | 489 | 26.015 |
| Aprovisionamientos segmentos | (18) | (1) | (2.778) | (2.796) | (1) | (205) | (3.358) | (3.668) | (9.882) | (4.338) | (420) | (4.758) | (177) | (17.997) |
| Gastos de personal neto | (87) | (12) | (128) | (208) | (83) | (6) | (198) | (285) | (73) | (138) | (38) | (177) | (232) | (973) |
| Otros ingresos/gastos de explotación | (255) | (13) | (300) | (548) | (147) | (11) | (328) | (484) | (241) | (682) | (86) | (848) | 4 | (1.791) |
| Errores | 872 | 66 | 813 | 1.751 | 607 | 38 | 701 | 1.346 | 1.081 | 741 | 261 | 1.002 | 84 | 5.284 |
| Otros resultados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6 |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado | (288) | (24) | (170) | (482) | (217) | (8) | (158) | (382) | (119) | (523) | (194) | (657) | (109) | (1.750) |
| Deducción a provisiones | (4) | - | (20) | (24) | (2) | - | (136) | (137) | (89) | (38) | - | (38) | - | (288) |
| Resultado de explotación | 573 | 42 | 623 | 1.238 | 288 | 32 | 407 | 827 | 903 | 180 | 127 | 307 | (20) | 3.251 |
| Resultado financiero neto | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (894) |
| Resultado método participación | - | - | 1 | 1 | 2 | - | 24 | 26 | (81) | (81) | 4 | 44 | 8 | (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 |

Información financiera por segmentos – Activos, Pasivos e Inversiones

| 2016 | Distribución de gas | | | Distribución de Electricidad | | | Gas | | | Electricidad | | TOTAL | | | | | | |
|--|---------------------|--------|---------------|------------------------------|--------|----------|---------------|---------|------------------|--------------|---------|---------|-------|---------------|-------|-------|---------|-------|
| | España | Italia | Latinoamérica | Total | España | Moldavia | Latinoamérica | Total | Comercialización | UF GAS | Total | | Otros | Eliminaciones | | | | |
| Activos de explotación (a) | 4.113 | 538 | 5.053 | 9.672 | 4.939 | 149 | 5.223 | 10.311 | 520 | 3.247 | 3.767 | 8.783 | 1.979 | 10.740 | 1.115 | (888) | 34.916 | |
| Inversiones incluido de la participación | - | - | 10 | 10 | 6 | - | 54 | 69 | - | - | 1.024 | 1.024 | 94 | 344 | 438 | 33 | - | 1.576 |
| Pasivos de explotación (b) | (788) | (42) | (788) | (1.605) | (900) | (32) | (804) | (1.739) | (10) | (1.405) | (1.414) | (1.055) | (146) | (1.130) | (884) | 989 | (6.221) | |
| Inversión Inmovilizado Intangible (b) | 20 | 30 | 138 | 188 | 30 | - | 44 | 74 | 4 | 5 | 10 | 5 | 3 | 8 | 124 | - | 492 | |
| Inversión Inmovilizado Material (c) | 673 | 3 | 168 | 842 | 255 | 13 | 244 | 692 | 9 | 455 | 464 | 100 | 65 | 165 | 32 | - | 2.115 | |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 32 | 32 | - | - | - | - | - | 32 | |

| 2015 | Distribución de gas | | | Distribución de Electricidad | | | Gas | | | Electricidad | | TOTAL | | | | | | |
|--|---------------------|--------|---------------|------------------------------|--------|----------|---------------|---------|------------------|--------------|---------|---------|-------|---------------|-------|-------|---------|-------|
| | España | Italia | Latinoamérica | Total | España | Moldavia | Latinoamérica | Total | Comercialización | UF GAS | Total | | Otros | Eliminaciones | | | | |
| Activos de explotación (a) | 3.697 | 518 | 4.497 | 8.712 | 5.178 | 203 | 5.789 | 11.168 | 548 | 2.773 | 3.315 | 8.192 | 1.993 | 11.178 | 1.288 | (723) | 34.873 | |
| Inversiones incluido de la participación | - | - | 10 | 10 | 6 | - | 73 | 78 | - | - | 1.209 | 1.209 | 90 | 209 | 299 | 53 | - | 1.730 |
| Pasivos de explotación (b) | (784) | (40) | (888) | (1.643) | (994) | (42) | (1.148) | (2.184) | (35) | (1.262) | (1.307) | (1.055) | (102) | (1.157) | (866) | 748 | (6.371) | |
| Inversión Inmovilizado Intangible (b) | 27 | 24 | 149 | 200 | 23 | - | 13 | 46 | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 2 | 112 | - | 365 | |
| Inversión Inmovilizado Material (c) | 408 | 1 | 175 | 584 | 220 | 9 | 301 | 530 | 12 | 34 | 46 | 103 | 57 | 160 | 81 | - | 1.401 | |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | 5 | - | - | 5 | - | - | - | - | - | - | - | 304 | - | 304 | - | - | 309 | |

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

| | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 |
|--|---------------|---------------|-----------------|-----------------|
| Activos de explotación | 34.916 | 34.873 | | |
| Fondo de Comercio | 5.036 | 4.962 | (6.221) | (6.371) |
| Inversiones contabilizadas método de la participación | 1.575 | 1.730 | (19.006) | (19.518) |
| Activos financieros no corrientes | 1.907 | 1.387 | (15.003) | (15.653) |
| Activo por impuesto diferido | 872 | 1.070 | (1.087) | (946) |
| Activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9) | - | 965 | (2.609) | (2.543) |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 11) | 46 | 5 | - | (586) |
| Administraciones públicas (Nota 1) | 144 | 197 | (2.589) | (2.585) |
| Activos por impuesto corriente | 162 | 199 | (48) | (188) |
| Otros activos financieros corrientes | 389 | 365 | (37) | (421) |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes | 2.067 | 2.390 | (519) | (477) |
| Total Activo | 47.114 | 48.132 | (47.114) | (48.132) |
| Pasivos de explotación | | | | |
| Patrimonio neto | | | (6.221) | (6.371) |
| Pasivos financieros no corrientes | | | (19.006) | (19.518) |
| Pasivo por aménagement financiero (Nota 18 y 20) | | | (15.003) | (15.653) |
| Pasivo por impuesto diferido | | | (1.087) | (946) |
| Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (Nota 9) | | | (2.609) | (2.543) |
| Pasivos financieros corrientes | | | (2.589) | (2.585) |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 18, 19 y 20) | | | (48) | (188) |
| Dividendo a pagar (Nota 20) | | | (37) | (421) |
| Administraciones públicas (Nota 1) | | | (519) | (477) |
| Pasivos por impuesto corriente | | | (108) | (156) |
| Total Pasivo | | | (47.114) | (48.132) |

(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.

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

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:

| | 2016 | 2015 |
|-----------------|---------------|---------------|
| España | 10.101 | 11.731 |
| Resto de Europa | 2.794 | 2.668 |
| Latinoamérica | 9.504 | 10.271 |
| Otros | 785 | 1.345 |
| Total | 23.184 | 26.015 |

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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|-----------------|---------------|---------------|
| España | 21.706 | 21.863 |
| Resto de Europa | 1.162 | 1.069 |
| Latinoamérica | 12.558 | 12.564 |
| Otros | 1.065 | 1.107 |
| Total | 36.491 | 36.603 |

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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|-----------------|--------------|--------------|
| España | 1.672 | 967 |
| Resto de Europa | 50 | 36 |
| Latinoamérica | 773 | 739 |
| Otros | 22 | 25 |
| Total | 2.517 | 1.767 |

Nota 5. Inmovilizado intangible

El movimiento producido en los ejercicios 2016 y 2015 en el inmovilizado intangible es el siguiente:

| | Concesiones CINIIF12 | Otras concesiones y similares | Aplicaciones Informáticas | Otro Inmovilizado Intangible | Subtotal | Fondo de comercio | Total |
|--|----------------------|-------------------------------|---------------------------|------------------------------|--------------|-------------------|---------------|
| Coste bruto | 2.527 | 3.538 | 946 | 1.309 | 6.321 | 4.959 | 13.280 |
| Fondo de amortización y pérdidas por deterioro | (948) | (563) | (801) | (365) | (2.497) | - | (2.497) |
| Valor neto contable a 1.1.15 | 1.579 | 2.975 | 345 | 924 | 5.624 | 4.959 | 10.783 |
| Inversión (Nota 4) | 153 | 4 | 196 | 113 | 466 | - | 466 |
| Desinversión ⁽¹⁾ | (1) | - | - | (47) | (48) | - | (48) |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 8) | - | (47) | - | (51) | (98) | (49) | (147) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (75) | (62) | (123) | (56) | (306) | - | (306) |
| Diferencias de conversión | (284) | (54) | (5) | (11) | (394) | 38 | (326) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | 2 | - | 87 | 89 | 14 | 103 |
| Reclasificaciones y otros | (11) | (8) | - | 21 | 2 | - | 2 |
| Valor neto contable a 31.12.15 | 1.351 | 2.821 | 413 | 978 | 5.563 | 4.962 | 10.626 |
| Coste bruto | 2.229 | 3.486 | 1.131 | 1.423 | 6.279 | 4.962 | 13.241 |
| Fondo de amortización y pérdidas por deterioro | (878) | (675) | (718) | (445) | (2.716) | - | (2.716) |
| Valor neto contable a 1.1.16 | 1.351 | 2.821 | 413 | 978 | 5.563 | 4.962 | 10.925 |
| Inversión (Nota 4) | 151 | 13 | 215 | 23 | 402 | - | 402 |
| Desinversión | - | - | (1) | - | (1) | - | (1) |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 8) | - | - | - | - | - | - | - |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (78) | (41) | (133) | (76) | (328) | - | (328) |
| Diferencias de conversión | 184 | 158 | 2 | 5 | 349 | 55 | 404 |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | 39 | 39 | 19 | 68 |
| Reclasificaciones y otros ⁽²⁾ | - | - | (5) | (135) | (140) | - | (140) |
| Valor neto contable a 31.12.16 | 1.608 | 2.951 | 481 | 834 | 5.884 | 5.036 | 10.920 |
| Coste bruto | 2.661 | 3.662 | 1.341 | 1.374 | 6.038 | 6.036 | 14.074 |
| Fondo de amortización y pérdidas por deterioro | (1.053) | (711) | (850) | (540) | (3.154) | - | (3.154) |
| Valor neto contable a 31.12.16 | 1.608 | 2.951 | 491 | 834 | 5.884 | 6.036 | 10.920 |

- (1) Incluye principalmente la entrega de derechos de emisión de CO₂ como consecuencia de las emisiones realizadas en el ejercicio anterior.
- (2) Incluye principalmente la reclasificación de derechos de emisión de CO₂ al epígrafe Existencias por 104 millones de euros (Nota 3.3.9), así como la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

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

En el epígrafe "Concesiones CINIIF 12" se incluyen las concesiones que se consideran activos intangibles de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 32).

El epígrafe "Otras concesiones y similares" incluye principalmente:

- La concesión del gasoducto Magreb-Europa (Nota 32), por un importe de 212 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (238 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).
- 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 2015).



- Las concesiones en Chile de distribución eléctrica por importe de 1.139 millones de euros (1.040 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y de distribución de gas por importe de 893 millones de euros (835 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), todas ellas de vida útil indefinida.

El epígrafe "Otro inmovilizado intangible" incluye principalmente:

- Licencias de explotación de parques de generación renovable que ascienden a 181 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (182 millones de euros a 31 de diciembre de 2015). En el ejercicio 2016 se han incorporado 23 millones de euros procedentes de la combinación de negocios de Ibereólica Cabo leones II S.A. (Nota 31).
- Los derechos de regasificación en exclusiva de la planta de regasificación de Peñuelas (Puerto Rico) que ascienden a 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (25 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).
- Los derechos de emisión de CO₂ adquiridos por 104 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 que en 2016 se han reclasificado al epígrafe de "Existencias" (Nota 3.3.9).
- El valor de los contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios de CGE por un importe de 184 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (193 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), de Unión Fenosa por un importe de 389 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (420 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y de Vayu Limited por un importe de 14 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (Nota 31).

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

| | Distribución de gas | Distribución electricidad | Gas | Electricidad | Otros | Total |
|---------------|---------------------|---------------------------|-----------|--------------|-----------|--------------|
| 2016 | | | | | | |
| España | - | 1.070 | - | 2.708 | - | 3.778 |
| Latinoamérica | 124 | 449 | - | 482 | - | 1.055 |
| Resto | 143 | 11 | 16 | 18 | 15 | 203 |
| | 267 | 1.530 | 16 | 3.208 | 15 | 5.036 |
| 2015 | | | | | | |
| España | - | 1.070 | - | 2.708 | - | 3.778 |
| Latinoamérica | 116 | 416 | - | 463 | - | 997 |
| Resto | 143 | 11 | - | 18 | 15 | 187 |
| | 259 | 1.499 | - | 3.189 | 15 | 4.962 |

Las pruebas de deterioro se han realizado a 31 de diciembre de 2016 y 2015. Del análisis del deterioro del fondo de comercio y de los activos intangibles de vida útil indefinida realizado no se puso de manifiesto la necesidad de realizar deterioros (Nota 3.3.5).

Gas Natural Fenosa mantiene a 31 de diciembre de 2016 compromisos de inversión por 2 millones de euros, básicamente para el desarrollo de la red de distribución de gas de concesiones consideradas activos intangibles bajo CINIIF12.

El inmovilizado intangible incluye, a 31 de diciembre de 2016, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 521 millones de euros (452 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Nota 6. Inmovilizado material

El movimiento durante los ejercicios 2016 y 2015 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 | 966 | 10.353 | 11.924 | 8.479 | 693 | 1.067 | 863 | 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 | 5.600 | 8.687 | 7.218 | 507 | 651 | 863 | 24.267 |
| Inversión (Nota 4) | 30 | 530 | 41 | 266 | - | 65 | 459 | 1.401 |
| Desinversión | (10) | (6) | (1) | (4) | - | (5) | (8) | (34) |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 8) | (124) | (502) | - | - | - | (21) | (24) | (671) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (25) | (414) | (593) | (336) | (30) | (95) | - | (1.483) |
| Diferencias de conversión | (15) | (68) | 120 | (215) | - | (7) | (14) | (199) |
| Combinaciones de negocios (Nota 31) | 1 | 27 | 349 | - | - | 6 | 4 | 367 |
| Reclasificaciones y otros | 6 | 11 | 114 | 198 | - | 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 | 683 | 1.140 | 891 | 34.899 |
| Fondo de amortización y pérdidas por deterioro | (134) | (6.116) | (3.767) | (1.525) | (216) | (438) | - | (11.198) |
| Valor neto contable a 1.1.16 | 683 | 5.078 | 8.717 | 7.146 | 477 | 702 | 891 | 23.693 |
| Inversión (Nota 4) | 28 | 781 | 50 | 318 | 426 | 63 | 454 | 2.115 |
| Desinversión | (157) | (9) | (2) | - | - | (25) | (19) | (212) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (23) | (378) | (591) | (338) | (29) | (70) | - | (1.431) |
| Diferencias de conversión | 29 | 53 | 11 | 245 | - | (1) | 30 | 367 |
| Combinaciones de negocios (Nota 31) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Reclasificaciones y otros (1) | (19) | 84 | 145 | (723) | - | (44) | (364) | (906) |
| Valor neto contable a 31.12.16 | 545 | 5.618 | 8.330 | 6.644 | 873 | 625 | 992 | 23.627 |
| Coste bruto | 668 | 10.972 | 12.666 | 8.289 | 1.118 | 1.042 | 992 | 35.727 |
| Fondo de amortización y pérdidas por deterioro | (123) | (5.354) | (4.336) | (1.625) | (245) | (417) | - | (12.100) |
| Valor neto contable a 31.12.16 | 645 | 5.618 | 8.330 | 6.644 | 873 | 626 | 992 | 23.627 |

(1) Adicionalmente a la reclasificación recurrente del inmovilizado en curso, incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

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

En diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ha formalizado la venta de cuatro inmuebles ubicados en Madrid (Avenida San Luis 77, Antonio López 193, A Canto 11-13 y Avenida América 38) por 206 millones de euros, generando una plusvalía antes del impuesto sobre beneficios de 51 millones de euros (Nota 27). Por otro lado, para cada uno de dichos inmuebles, se han firmado con las sociedades adquirentes contratos de arrendamiento operativo sin opción de compra por un período de 10 años que, salvo en el caso de Avenida América 38, son prorrogables por cinco años más (Nota 35). A la fecha de la transacción la vida útil restante de los inmuebles transmitidos es en todos los casos muy superior al período máximo del arrendamiento.

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 la de Sagunto adquirida en régimen de arrendamiento financiero (Nota 16).

En el epígrafe de "Buques transporte de gas" se incluye a 31 de diciembre de 2016 el valor actual, en el momento de la adquisición, de los pagos comprometidos para el fletamento de los buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero (Nota 18), neto de las correspondientes amortizaciones. A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa posee seis buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero tras la incorporación en el ejercicio 2016 de dos nuevos buques por importe de 425 millones de euros. Por otro lado, existe un compromiso para incorporar dos buques más en el ejercicio 2017 (Nota 34).

En el epígrafe de "Otro inmovilizado" se recoge a 31 de diciembre de 2016 el valor neto contable de Inversiones en zonas con reservas por 293 millones de euros (338 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), 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 22 millones de euros (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

El desglose del inmovilizado en curso por negocios es el siguiente:

| | 31.12.2016 | 31.12.2015 |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Distribución de gas | 109 | 144 |
| Distribución de electricidad | 528 | 388 |
| Electricidad | 329 | 334 |
| Resto | 26 | 25 |
| Total | 992 | 891 |

A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa no disponía de inmuebles de inversión de valor significativo.

El inmovilizado material incluye, a 31 de diciembre de 2016, elementos en uso totalmente amortizados por un importe de 2.011 millones de euros (1.854 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 compromisos de inversión por 533 millones de euros, básicamente para la construcción de dos buques de transporte de gas (Nota 35) y para el desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad.

Los gastos financieros activados en el ejercicio 2016 en proyectos de inmovilizado durante su construcción ascienden a 12 millones de euros (14 millones de euros en 2015). Los gastos financieros capitalizados en el ejercicio 2016 representan el 1,3% del total de los costes financieros por endeudamiento neto (1,6% para el ejercicio 2015). La tasa media de capitalización durante los ejercicios 2016 y 2015 ha ascendido a 4,1% y 3,3% respectivamente.

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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--------------------|--------------|--------------|
| Asociadas | 46 | 45 |
| Negocios conjuntos | 1.529 | 1.685 |
| Total | 1.575 | 1.730 |

En el Anexo I se relacionan todas las empresas asociadas y negocios conjuntos participadas por Gas Natural Fenosa indicando su actividad y el 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 2016 y 2015 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 1.1.15 | 1.295 | 286 | 408 | 1.989 | 46 | 2.034 |
| Inversión | - | - | 81 | 81 | - | 81 |
| Desinversión (1) | - | - | (82) | (82) | - | (82) |
| Participaciones en el resultado | (81) | 40 | 32 | (9) | 5 | (4) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | 6 | 6 | - | 6 |
| Dividendos recibidos | (13) | (52) | (38) | (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) | (6) | (213) |
| Valor de la participación a 31.12.15 | 1.209 | 309 | 167 | 1.685 | 46 | 1.730 |
| Inversión | - | - | 5 | 5 | - | 5 |
| Desinversión (3) | - | - | (52) | (52) | - | (52) |
| Participaciones en el resultado | (176) | 49 | 27 | (100) | 2 | (98) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | - | - | - |
| Dividendos recibidos | (2) | (27) | (13) | (42) | (1) | (43) |
| Diferencias de conversión | 1 | 13 | 4 | 18 | - | 18 |
| Otro resultado global | 4 | 1 | 4 | 9 | - | 9 |
| Reclasificaciones y otros | (2) | (1) | 9 | 6 | - | 6 |
| Valor de la participación a 31.12.16 | 1.034 | 344 | 151 | 1.529 | 46 | 1.575 |

- (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 82 millones de euros (Nota 28).
- (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 31).
- (3) El 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovisionadora Global de Energía (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., firmó con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile), por 200 millones de dólares, que tras los ajustes por los dividendos a la fecha de cierre ascendió a 197 millones de dólares (182 millones de euros). El cierre de la operación se ha producido durante el mes de noviembre de 2016 y ha supuesto la obtención de una plusvalía antes de impuestos y de participaciones no dominantes de 128 millones de euros (Nota 28).

En abril de 2016, Unión Fenosa Gas (sociedad consolidada por el método de la participación) vendió a la Xunta de Galicia y al Grupo Tojeiro, a través de Gasfina, S.A., su participación del 21,0% en Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa) por un importe de 28 millones de euros, generando para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de 1 millón de euros.

En junio de 2016, Unión Fenosa Gas alcanzó un acuerdo con Enagás para la venta, a través de Infraestructuras de Gas S.A., de su participación del 42,5% en Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por 106 millones de euros. Esta operación se ha materializado en julio de 2016, generándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de 21 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2015 el valor recuperable de Unión Fenosa Gas era similar a su valor neto contable. En el ejercicio anterior se había registrado un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 485 millones de euros como consecuencia de un incumplimiento sustancial por parte del suministrador egipcio de los acuerdos para restablecer las entregas de gas a la planta de licuefacción de Damietta (Egipto). Por otro lado, los resultados obtenidos por Unión Fenosa Gas en el ejercicio 2015 fueron similares a los incluidos en las proyecciones utilizadas en el análisis de deterioro del ejercicio 2014, sin que se produjera ningún nuevo evento, por lo que no surgió la necesidad de registrar un deterioro adicional o de revertir el deterioro dotado en el ejercicio anterior.

En el ejercicio 2016 se ha registrado un deterioro de la participación en Unión Fenosa Gas por importe de 94 millones de euros como consecuencia de la necesidad de actualización de las hipótesis del coste de aprovisionamiento por la evolución prevista del escenario energético para Unión Fenosa Gas. En la Nota 3.3.5 se detallan las hipótesis correspondientes a la tasa de descuento y de crecimiento. El resto de hipótesis no se ha modificado.

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 31.12.2016 | | A 31.12.2015 | |
|---|------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| | Unión Fenosa Gas | EcoEléctrica, L.P. | Unión Fenosa Gas | EcoEléctrica, L.P. |
| Activo no corriente | 1.537 | 313 | 1.772 | 313 |
| Activo corriente | 266 | 96 | 316 | 76 |
| Efectivo y otros medios líquidos equivalentes | 100 | 18 | 123 | 3 |
| Pasivo no corriente | (623) | (32) | (700) | (54) |
| Pasivos financieros no corrientes | (181) | (27) | (204) | (50) |
| Pasivo corriente | (146) | (33) | (179) | (26) |
| Pasivos financieros corrientes | (34) | (25) | (31) | (11) |
| Activos netos | 1.034 | 344 | 1.209 | 309 |
| Deuda financiera neta (1) | 115 | 34 | 112 | 58 |

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

| | 2016 | | 2015 | |
|---|------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| | Unión Fenosa Gas | EcoEléctrica, L.P. | Unión Fenosa Gas | EcoEléctrica, L.P. |
| Resultado explotación | (128) | 56 | (89) | 48 |
| Importe neto de la cifra de negocios | 578 | 155 | 676 | 152 |
| Gastos de explotación | (576) | (81) | (635) | (84) |
| Dotación a la amortización | (130) | (18) | (140) | (22) |
| Participación en el resultado | (178) | 49 | (81) | 40 |
| Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas | (82) | 49 | (81) | 40 |
| Deterioro participación | (94) | - | - | - |

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 5.189 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (5.223 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), los compromisos de venta de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 1.859 millones de euros (2.643 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), los compromisos por prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica de EcoEléctrica L.P. a Puerto Rico Electricity Power Authority por importe de 232 millones de euros (265 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y los compromisos de pago de los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de los buques de transporte de gas de Unión Fenosa Gas por importe de 145 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (148 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 asciende a 303 millones de euros (361 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Operaciones conjuntas

Gas Natural Fenosa participa en diferentes operaciones conjuntas que cumplen las condiciones indicadas en la Nota 3.3.1.b y que se detallan en el apartado 3 del Anexo I. Las participaciones relevantes en operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son las siguientes:

| | 2016 | 2015 |
|---|-------|-------|
| 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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|-------------|-------------|
| Activo no corriente | 562 | 596 |
| Activo corriente | 120 | 185 |
| Efectivo y otros medios líquidos equivalentes | 1 | 1 |
| Pasivo no corriente | (75) | (76) |
| Pasivos financieros no corrientes | - | - |
| Pasivo corriente | (91) | (89) |
| Pasivos financieros corrientes | (13) | (11) |
| Activos netos | 516 | 616 |
| Deuda financiera neta (1) | 12 | 10 |
| (1) Deuda financiera neta: Pasivos financieros no corrientes+Pasivos financieros corrientes-Efectivo y otros medios líquidos equivalentes. | | |
| | 2016 | 2016 |
| Resultado explotación | (23) | 49 |
| Importe neto de la cifra de negocios | 226 | 254 |
| Gastos de explotación | (192) | (146) |
| Dotación a la amortización | (57) | (59) |
| Participación en el resultado | (17) | 41 |
| Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas | (17) | 41 |

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 2016 y 2015, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

| A 31 diciembre 2016 | Disponibles para la venta | Préstamos y partidas a cobrar | Inversiones mantenidas hasta el vencimiento | Derivados de cobertura | Valor razonable con cambio a resultados | Total |
|--|---------------------------|-------------------------------|---|------------------------|---|--------------|
| Instrumentos de patrimonio | 619 | - | - | - | - | 619 |
| Derivados (Nota 17) | - | - | - | 111 | - | 111 |
| Otros activos financieros | - | 1.175 | 2 | - | - | 1.177 |
| Activos financieros no corrientes | 619 | 1.175 | 2 | 111 | - | 1.907 |
| Derivados (Nota 17) | - | - | - | 1 | - | 1 |
| Otros activos financieros | - | 388 | - | - | - | 388 |
| Activos financieros corrientes | - | 388 | - | 1 | - | 389 |
| Total | 619 | 1.563 | 2 | 112 | - | 2.296 |

| A 31 diciembre 2015 | Disponibles para la venta | Préstamos y partidas a cobrar | Inversiones mantenidas hasta el vencimiento | Derivados de cobertura | Valor razonable con cambio a resultados | Total |
|--|---------------------------|-------------------------------|---|------------------------|---|--------------|
| 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 |



La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

| Activos financieros | 31 de diciembre de 2016 | | | | 31 de diciembre de 2015 | | | |
|--|-------------------------|---------|---------|-------|-------------------------|---------|---------|-------|
| | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total |
| Disponibles para la venta | - | - | 619 | 619 | - | - | 141 | 141 |
| Derivados de cobertura | - | 112 | - | 112 | - | 210 | - | 210 |
| Valor razonable con cambios a resultados | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | - | 112 | 619 | 731 | - | 210 | 141 | 351 |

Activos financieros disponibles para la venta

El movimiento en los ejercicios 2016 y 2015 de los activos financieros disponibles para la venta en función del método empleado para el cálculo de su valor razonable es el siguiente:

| | 2016 | | | | 2015 | | | |
|---------------------------|---------|---------|---------|-------|---------|---------|---------|-------|
| | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total |
| A 1 de Enero | - | - | 141 | 141 | - | - | 145 | 145 |
| Aumentos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Diferencias de conversión | - | - | 1 | 1 | - | - | (7) | (7) |
| Trasposos y otros (1) | - | - | 477 | 477 | - | - | 3 | 3 |
| A 31 de Diciembre | - | - | 619 | 619 | - | - | 141 | 141 |

(1) Incluye principalmente el traspaso de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control.

Incluye básicamente la participación del 14,9% en la sociedad Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 90 millones de euros (87 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y la participación en Electrificadora del Caribe, S.A. ESP y sociedades dependientes (en adelante Electricaribe).

A lo largo del ejercicio Electricaribe, sociedad participada en un 85,38% por Gas Natural Fenosa, ha padecido muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia en relación al impago de un elevado número de facturas de clientes, en gran parte con suministro obligatorio, así como de un importante fraude en el consumo.

Como consecuencia y en el marco del tratado de protección recíproca de inversiones entre el Reino de España y la República de Colombia, el 12 de julio de 2016, Gas Natural Fenosa activó el proceso de conversaciones para tratar de resolver de manera negociada la situación límite a la que había llegado Electricaribe antes expuesta. Este tratado exige, para el caso de una expropiación o medida similar, que la indemnización correspondiente sea equivalente al justo valor de mercado de la inversión en un momento anterior a su expropiación o similar.

El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó, como medida necesaria para asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica, la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de Electricaribe.

La Superintendencia ordenó asimismo el cese de los miembros del órgano de administración y del gerente general y su sustitución por un Agente especial designado por la Superintendencia. Durante el ejercicio de sus funciones lo cierto es que el Agente ha sustituido al personal directivo nombrado por Gas Natural Fenosa y ha centralizado la decisión sobre el suministro de información a remitir a Gas Natural



Fenosa, de forma que, al cierre de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ya había perdido el control y cualquier poder de influencia significativa sobre Electricaribe, al no participar ni tener información directa sobre las decisiones o sobre las actividades relevantes de los negocios.

Posteriormente, el 11 de enero de 2017 la Superintendencia ha acordado la prórroga de la intervención, hasta el 14 de marzo de 2017, con el fin de analizar los informes ya emitidos por el Agente y otras entidades sobre la situación de Electricaribe. En base al diagnóstico que finalmente resulte de la intervención se determinará el plan de acción a realizar en la sociedad, según lo previsto en las normas colombianas aplicables a esta situación, si bien Gas Natural Fenosa ejercerá sus derechos para recuperar el control de la sociedad y seguir gestionando la misma.

Debido a los hechos señalados anteriormente, y siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, el 31 de diciembre de 2016 se ha dejado de consolidar Electricaribe en el balance consolidado de Gas Natural Fenosa, procediéndose a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de 475 millones de euros, así como a traspasar a resultados las diferencias de conversión negativas correspondientes por 38 millones de euros (Nota 28). Asimismo, en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", se ha reconocido la inversión en Electricaribe por su valor razonable en el sentido de la NIC 39 (475 millones de euros). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumentos de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, la valoración que se ha realizado es de nivel 3 y en la misma se han aplicado criterios de prudencia valorativa considerando el entorno de incertidumbre existente en el momento actual descrito anteriormente, obteniéndose un importe que no difiere de su valor neto contable. Las hipótesis utilizadas en dicha valoración son similares a las descritas en la Nota 3.3.5. No obstante, Gas Natural Fenosa entiende que el importe final que razonablemente cabría esperar que fuera reconocido por los órganos y tribunales llamados a decidir en su caso sobre la fijación de un precio o indemnización, conforme al justo valor de mercado, sería superior al importe indicado.

El desglose de los activos, pasivos y participaciones no dominantes de Electricaribe registrados en el Balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que han sido dados de baja a 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

| | A 31/12/2016 |
|---|--------------|
| Inmovilizado intangible | 6 |
| Inmovilizado material | 929 |
| Activos financieros no corrientes | 63 |
| Activo por impuesto diferido | 157 |
| ACTIVO NO CORRIENTE | 1.155 |
| Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar | 633 |
| Otros activos financieros corrientes | 20 |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes | 42 |
| ACTIVO CORRIENTE | 695 |
| TOTAL ACTIVO | 1.850 |
| PARTICIPACIONES NO DOMINANTES | 70 |
| Provisiones no corrientes | 265 |
| Pasivos financieros no corrientes | 85 |
| Pasivo por impuesto diferido | 4 |
| PASIVO NO CORRIENTE | 354 |
| Pasivos financieros corrientes | 493 |
| Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar | 450 |
| Otros pasivos corrientes | 6 |
| PASIVO CORRIENTE | 951 |
| TOTAL PARTICIPACIONES NO DOMINANTES Y PASIVO | 1.375 |

Por otro lado, la cuenta de pérdidas y ganancias que ha aportado Electricaribe durante el ejercicio 2016 a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada es la siguiente:

| | 2016 |
|---|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocio | 1.453 |
| Aprovisionamientos | (984) |
| Otros ingresos de explotación | 3 |
| Gastos de personal | (53) |
| Otros gastos de explotación | (360) |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado | (40) |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 19 |
| Ingresos financieros | 5 |
| Gastos financieros | (65) |
| Diferencias de cambio | (1) |
| RESULTADO FINANCIERO | (61) |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | (42) |
| Impuesto sobre beneficios | (10) |
| RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO | (52) |
| Atribuible a: | |
| Sociedad dominante | (44) |
| Participaciones no dominantes | (8) |

Los Estados Financieros estatutarios de Electricaribe del ejercicio 2016 preparados de acuerdo a la legislación aplicable en Colombia no han sido auditados a la fecha.

Préstamos y partidas a cobrar

La composición a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se muestra a continuación:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|--------------|--------------|
| Créditos comerciales | 56 | 129 |
| Financiación del déficit de ingresos sistema gasista | 357 | 199 |
| Fianzas y depósitos | 138 | 121 |
| Deudores Ingresos por servicios de capacidad | 74 | 88 |
| Otros créditos | 550 | 498 |
| Préstamos y partidas a cobrar no corrientes | 1.175 | 1.035 |
| Créditos comerciales | 62 | 65 |
| Financiación del déficit de ingresos sistema eléctrico | 106 | 68 |
| Financiación del déficit de ingresos sistema gasista | 144 | 102 |
| Dividendo a cobrar | 8 | 14 |
| Otros créditos | 68 | 113 |
| Préstamos y partidas a cobrar corrientes | 388 | 362 |
| Total | 1.563 | 1.397 |

El desglose por vencimientos a diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

| Vencimientos | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|----------------------|--------------|--------------|
| Antes de 1 año | 388 | 362 |
| Entre 1 año y 5 años | 500 | 284 |
| Más de 5 años | 675 | 751 |
| Total | 1.563 | 1.397 |

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 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre (Nota 2.4) y que generan el derecho 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 acumulados de los ejercicios 2014, 2015 y 2016 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 18/2014, de 17 de octubre (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 por servicios de capacidad" se recogen los ingresos pendientes de facturar reconocidos por la linealización en el periodo de vigencia de los contratos de prestación de servicios por la cesión de capacidad de generación eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad de México (Nota 3.3.19.d).

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

- un crédito de 192 millones de euros (211 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) 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, de los cuales 15 millones de euros están clasificados en el activo corriente (14 millones de euros en 2015). 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 de generación en Costa Rica que se consideran créditos, de acuerdo con la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (Nota 3.3.3.b y Nota 31) por importe de 276 millones de euros (277 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), de los cuales 12 millones de euros están clasificados en el activo corriente (14 millones de euros en 2015). 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.



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 mantenía una participación de control a través de la sociedad chilena CGE del 56,62% en Gasco, S.A., firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantenía una participación del 22,4% en Gasco, S.A., denominado Familia Pérez Cruz, para la división de la sociedad Gasco, S.A. en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecería bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (GLP) que pasaría a controlar la Familia Pérez Cruz. La mencionada división fue aprobada por la Junta Extraordinaria de accionistas de Gasco, S.A. celebrada el 30 de marzo de 2016.

Una vez materializada la división, con fecha 6 de julio de 2016 cada una de las partes lanzó una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) por el 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. El 8 de agosto de 2016 Gas Natural Fenosa comunicó la venta de las acciones de Gasco S.A. que poseía a través de sus filiales por un total de 160.197 millones de pesos chilenos (220 millones de euros), lo que ha supuesto una plusvalía neta de impuestos de 4 millones de euros, así como el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A. que ha supuesto la adquisición de un 37,88% adicional del capital de Gas Natural Chile, S.A., por un total de 223.404 millones de pesos chilenos (306 millones de euros).

Dado que Gas Natural Fenosa tenía el compromiso de vender dichos activos que estaban claramente identificados, el proceso estaba en curso y se esperaba concluir la transacción en el ejercicio 2016 se consideró que su venta era altamente probable y, por tanto, con fecha 31 de diciembre 2015 los saldos contables de estos activos y pasivos se traspasaron 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 consideró que se trataba 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, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes al negocio de GLP de los ejercicios 2015 y 2016 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, era 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

| | 2016 ⁽¹⁾ | 2015 |
|---|---------------------|-----------|
| Resultado consolidado del ejercicio | 44 | 34 |
| Ingresos y gastos reconocidos directamente en el patrimonio neto: | 21 | (16) |
| Diferencias de conversión | 21 | (16) |
| Por coberturas de flujos de efectivo | - | - |
| Resultado global total del ejercicio | 65 | 18 |

⁽¹⁾ Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

Los desgloses por naturaleza del epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondientes al negocio de GLP en Chile, a 8 de agosto 2016, fecha de la venta de las participaciones, y 31 de diciembre de 2015, son los siguientes:

| | 2016 ⁽¹⁾ | 2015 |
|--|---------------------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocio | 391 | 547 |
| Aprovisionamientos | (263) | (329) |
| Otros ingresos de explotación | 2 | 4 |
| Gastos de personal | (26) | (45) |
| Otros gastos de explotación | (36) | (88) |
| Amortización de inmovilizado | - | (41) |
| Otros resultados | 4 | - |
| RESULTADO DE EXPLOTACION | 72 | 70 |
| Ingresos financieros | 1 | 4 |
| Gastos financieros | (15) | (28) |
| Diferencias de cambio | (1) | - |
| RESULTADO FINANCIERO | (15) | (24) |
| Resultado por puestas en participación | 1 | 1 |
| RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS | 58 | 47 |
| Impuesto sobre beneficios | (14) | (13) |
| RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS | 44 | 34 |
| Atribuible: | | |
| Sociedad dominante | 22 | 11 |
| Participaciones no dominantes | 22 | 23 |

⁽¹⁾ Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

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

| | 2016 ⁽¹⁾ | 2015 |
|---|---------------------|------|
| Flujos de efectivo de las actividades de explotación | 46 | 75 |
| Flujos de efectivo de actividades de inversión | (17) | (35) |
| Flujos de efectivo de las actividades de financiación | (32) | (46) |

⁽¹⁾ Corresponde al periodo desde 1 de enero 2016 hasta 8 de agosto de 2016 (fecha de venta de las participaciones).

Las transacciones entre las sociedades que integran el negocio de GLP interrumpido con el resto de sociedades del grupo no son significativas. 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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|------------|------------|
| Gas natural y gas natural licuado | 421 | 522 |
| Carbón y fuel-oil | 76 | 130 |
| Combustible nuclear | 65 | 63 |
| Derechos de emisión de CO ₂ (1) | 60 | - |
| Materiales y otras existencias | 136 | 111 |
| Total | 758 | 826 |

(1) Corresponde a la reclasificación de derechos de emisión de CO₂ desde el epígrafe de Inmovilizado intangible por 104 millones de euros (Nota 3.3.9), la entrega de derechos de emisión de CO₂ como consecuencia de las emisiones realizadas en el ejercicio anterior por importe de 103 millones de euros y la adquisición de derechos de emisión por importe de 59 millones de euros.

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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|---|--------------|--------------|
| Clientes | 4.939 | 5.248 |
| Cuentas a cobrar de empresas vinculadas (Nota 33) | 85 | 163 |
| Provisión por depreciación de deudores | (876) | (890) |
| Cientes por ventas y prestaciones de servicios | 4.348 | 4.521 |
| Administraciones públicas | 144 | 197 |
| Pagos anticipados | 70 | 83 |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 17) | 46 | 5 |
| Deudores varios | 229 | 187 |
| Otros deudores | 489 | 472 |
| Activo por impuesto corriente | 162 | 198 |
| Total | 4.999 | 5.191 |

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 19 días.

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

| | 2016 | 2015 |
|---------------------------------------|--------------|--------------|
| A 1 de enero | (890) | (940) |
| Dotación neta del ejercicio (Nota 26) | (327) | (258) |
| Bajas | 336 | 254 |
| Diferencias de conversión | (21) | 54 |
| Traspasos y otros (1) | 226 | - |
| A 31 de diciembre | (676) | (890) |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

Nota 12. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

El Efectivo y otros activos líquidos equivalentes al efectivo incluyen:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|--------------|--------------|
| Tesorería | 985 | 1.467 |
| Otros activos líquidos equivalentes (España y Resto de Europa) | 618 | 751 |
| Otros activos líquidos equivalentes (Internacional) | 464 | 172 |
| Total | 2.067 | 2.390 |

Las inversiones en "Otros activos líquidos equivalentes" vencen en un plazo inferior a 3 meses y devengan un tipo de interés efectivo ponderado de 0,4% a 31 de diciembre de 2016 (0,5% a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 y 2015 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 1 de enero de 2015 | 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 |
| Variaciones | - | - | - | - |
| A 31 de diciembre de 2016 | 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.

Las participaciones más relevantes en el capital social de Gas Natural SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2016, de acuerdo a la información pública disponible o a la comunicación realizada a la propia Sociedad, son las siguientes:

| | Participación en el capital social % | |
|--|--------------------------------------|------|
| | 2016 | 2015 |
| - Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, "la Caixa"(1) | 24,4 | 34,4 |
| - Repsol, S.A. | 20,1 | 30,0 |
| - Global Infrastructure Partners III (2) | 20,0 | - |
| - Sonatrach | 4,0 | 4,0 |

(1) A través de Critería Caixa S.A.U. y de Caixabank, S.A. En 2015 adicionalmente a través de VidaCaixa S.A. de Seguros y Reaseguros.

(2) Global Infrastructure Partners III, cuyo gestor de inversión es Global Infrastructure Management LLC, ostenta indirectamente su participación a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

El 21 de septiembre de 2016 los accionistas de Gas Natural Fenosa, Critería Caixa, S.A.U. (la Caixa) y Repsol, S.A. (Repsol) comunicaron la venta a GIP III Canary 1, S.à.r.l. (GIP) de las acciones representativas del 20% (10% en el caso de Critería y 10% en el caso de Repsol) del capital de Gas Natural SDG, S.A., conforme lo establecido en el contrato de compraventa suscrito el 12 de septiembre de 2016. Como consecuencia de dicha venta, se ha finalizado el Acuerdo entre "la Caixa" y Repsol sobre Gas Natural de 11 de enero de 2000, modificado posteriormente el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003 y se ha modificado la composición del Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa y de sus Comisiones y se ha previsto en el Reglamento de su Consejo de Administración una mayoría de dos tercios de los consejeros para la aprobación de ciertas materias reservadas.

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 2016 de las acciones de Gas Natural SDG, S.A. se situó en 17,91 euros (18,82 euros a 31 de diciembre de 2015).

Reservas

El epígrafe de Reservas incluye las siguientes reservas:

| | 2016 | 2015 |
|---|--------------|--------------|
| Reserva legal | 200 | 200 |
| Reserva estatutaria | 100 | 100 |
| Reserva de revalorización Real Decreto-Ley 7/96 | 225 | 225 |
| Reserva de fondo de comercio | 498 | 498 |
| Reserva voluntaria | 6.603 | 6.580 |
| Otras reservas | 1.925 | 1.476 |
| | 9.549 | 9.077 |

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

La Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas eliminó la obligación de dotar anualmente la reserva indisponible por lo menos por una cifra que represente el 5% del importe del fondos de comercio que aparezca en el activo del Balance de situación, estableciendo que en los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2016, la reserva por fondo de comercio se reclasificará a reservas voluntarias de la sociedad y será disponible en el importe que supere el fondo de comercio contabilizado en el activo del Balance.

Acciones propias

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 con acciones propias de Gas Natural SDG, S.A. han sido los siguientes:

| | Número de acciones | Importe en millones de euros | % Capital |
|----------------------------------|--------------------|------------------------------|-------------|
| A 1 de enero de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | 2.899.180 | 58 | 0,3% |
| Enajenaciones | (2.899.180) | (58) | (0,3%) |
| A 31 de diciembre de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | 3.049.189 | 53 | 0,3% |
| Enajenaciones | (2.298.644) | (40) | (0,2%) |
| A 31 de diciembre de 2016 | 750.545 | 13 | 0,1% |

La Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015 autorizó 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 ejercicio 2016 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,4 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 2 millones de euros en el ejercicio 2015).

Por otro lado, los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 con acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. han sido los siguientes:

| | Número de acciones | Importe en millones de euros | % Capital |
|----------------------------------|--------------------|------------------------------|-------------|
| A 1 de enero de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | - | - | - |
| Enajenaciones | - | - | - |
| A 31 de diciembre de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | 1.879.034 | 8 | 0,1% |
| Enajenaciones | - | - | - |
| A 31 de diciembre de 2016 | 1.879.034 | 8 | 0,1% |

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A. Como consecuencia de dicha operación, los accionistas de ambas sociedades dispusieron de un derecho de retiro, por el cual pudieron vender sus acciones a la sociedad. Este derecho fue ejercido por 44 accionistas titulares de 1.879.034 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A. equivalentes al 0,4% del capital. Las acciones en autocartera como consecuencia del derecho de retiro deben ser enajenadas en el mercado de valores en un plazo máximo de un año, al final del cual, deben ser amortizadas si no se han vendido.

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 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|---------------|---------------|
| Beneficio atribuible a accionistas de la Sociedad dominante ⁽¹⁾ | 1.347 | 1.571 |
| Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 1.001.468.342 | 1.001.689.341 |
| Ganancias por acción de las actividades continuadas (en euros): | | |
| - Básicas | 1,33 | 1,56 |
| - Diluidas | 1,33 | 1,56 |
| Ganancias por acción de las actividades interrumpidas (en euros): | | |
| - Básicas | 0,02 | 0,01 |
| - Diluidas | 0,02 | 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).

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo de las ganancias por acción de 2016 es el siguiente:

| | 2016 |
|---|---------------|
| Número medio ponderado de acciones ordinarias | 1.001.689.341 |
| Número medio ponderado de acciones propias | (220.999) |
| Número medio ponderado de acciones en circulación | 1.001.468.342 |

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 2016 y 2015:

| | 31.12.16 | | | 31.12.15 | | |
|---|-----------------|------------------|--------------|-----------------|------------------|------------|
| | % sobre Nominal | Euros por acción | Importe | % sobre Nominal | Euros por acción | Importe |
| Acciones ordinarias | 133% | 1,330 | 1.331 | 91% | 0,908 | 909 |
| Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.) | - | - | - | - | - | - |
| Dividendos totales pagados | 133% | 1,330 | 1.331 | 91% | 0,908 | 909 |
| a) Dividendos con cargo a resultados | 133% | 1,330 | 1.331 | 91% | 0,908 | 909 |
| 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 2016 asciende a 195 millones de euros (161 millones de euros en 2015). Ver el apartado "Participaciones no dominantes" de esta Nota.

Ejercicio 2016

Incluye el pago del dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2015 de 0,408 euros por acción, por un importe total de 408 millones de euros acordado el 30 de octubre de 2015 y pagado el día 8 de enero de 2016.

Asimismo, la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 aprobó un dividendo complementario de 0,592 euros por acción, por un importe total de 593 millones de euros y pagado el 30 de junio de 2016.

El Consejo de Administración aprobó el 22 de julio de 2016 el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción, por un importe total de 330 millones de euros y pagado el 27 de septiembre 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 22 de julio de 2016 es el siguiente:

| | | |
|--|-------|-------|
| Resultado después de impuestos | | 721 |
| Reservas a dotar | | - |
| Cantidad máxima distribuible | | 721 |
| Previsión de pago del dividendo a cuenta | | 330 |
| Liquidez de tesorería | 1.434 | |
| Emisión de deuda y líneas de crédito no dispuestas | 6.906 | |
| Liquidez total | | 8.340 |

Con fecha 7 de febrero de 2017, 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 2016, que es la siguiente:

| | |
|------------------------|-------|
| Base de reparto | |
| Pérdidas y ganancias | 1.067 |
| Distribución | |
| A Reserva voluntaria | 66 |
| A Dividendo | 1.001 |

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 0,67 euros por cada acción con derecho a percibirlo y que se encuentre en circulación en la fecha propuesta de pago, el 27 de junio de 2017.

Los derechos económicos inherentes a las acciones propias, excepción hecha del derecho a la asignación gratuita de nuevas acciones, serán atribuidos proporcionalmente al resto de las acciones.

Ejercicio 2015

Incluyó 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.

Ajustes por cambio de valor

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado consolidado de resultado global para cada concepto detallando su efecto fiscal.

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

Participaciones no dominantes

| | Participaciones no dominantes |
|---|--------------------------------------|
| Saldo a 1.1.15 | 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 |
| Resultado global total del ejercicio | 470 |
| Distribución de dividendos | (214) |
| Venta Gasco, S.A. | (196) |
| Compra 37,88% Gas Natural Chile, S.A. | (314) |
| Pagos por remuneraciones otros instrumentos de patrimonio | (58) |
| Pérdida de control de Electricaribe (Nota 8) | (70) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | 8 |
| Otras variaciones | 3 |
| Saldo a 31.12.16 | 3.780 |

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2016 corresponden a:

- El 8 de agosto de 2016 se hizo efectiva la venta del negocio de gas licuado de petróleo (GLP) en Chile a través de la venta de la participación en Gasco, S.A. (220 millones de euros), lo que ha supuesto una plusvalía neta de 4 millones de euros y una reducción del epígrafe de "Participaciones no dominantes" por importe de 196 millones de euros (Nota 9).
- Por otro lado, en la misma fecha, tras el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A. se produjo la adquisición de un 37,88% adicional de su capital por 306 millones de euros. 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 314 millones de euros y un incremento del epígrafe de "Reservas" por un importe de 8 millones de euros.
- Otras variaciones:

En el mes de diciembre de 2016 se adquirió un 6,9% adicional de Gas Galicia, S.A. por un importe de 6 millones de euros, alcanzando un porcentaje de participación de control del 68,5%. 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 3 millones de euros y una disminución del epígrafe de "Reservas" por un importe de 3 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2016 también se incluían la adquisición de otras participaciones adicionales de diversas filiales por importe de 6 millones de euros.

Los movimientos más significativos correspondientes al ejercicio 2015 correspondieron 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 fijó en el 98,65% de su valor nominal lo que supuso 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 fue 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 fue 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, 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, 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 distribuable 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 distribuable 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 ascendió a 69 millones de euros, neto de su efecto fiscal, y se registró 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 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 adquirió 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 registró 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) adquirió 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 registró 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.

En octubre de 2015 Gas Natural Fenosa Chile, SpA adquirió 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 registró 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.

A 31 de diciembre de 2015 también se incluían la adquisición de otras participaciones adicionales de diversas filiales por importe de 4 millones de euros.

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

| Sociedad | 2016 | | | 2015 | | |
|--|---------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| | 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. | 605 | 46 | 13 | 660 | 44 | 25 |
| Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A. | 205 | 35 | 12 | 150 | 38 | 20 |
| Global Power Generation, S.A. ⁽¹⁾ | 114 | (2) | 19 | 140 | - | - |
| Gasco GLP, S.A. | - | 7 | 7 | 98 | 11 | 22 |
| Fuerza y Energía de Tuxpan ⁽¹⁾ | 115 | 10 | - | 106 | 2 | - |
| Electrificadora del Caribe, S.A. ESP | - | - | - | 69 | 7 | - |
| Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. | 101 | 11 | - | 85 | 13 | 22 |
| Ecoeléctrica L.P. ⁽¹⁾ | 83 | 14 | 14 | 77 | 1 | - |
| Kangra Coal (Proprietary), Ltd | 75 | (6) | - | 75 | (6) | - |
| Europe Maghreb Pipeline, Ltd. | 63 | 40 | 42 | 62 | 55 | 52 |
| Gasmar, S.A. | - | 9 | 4 | 57 | 14 | 13 |
| Gas Natural Mexico, S.A. de CV | 61 | 7 | 3 | 55 | 8 | - |
| Gas Natural, S.A. ESP | 49 | 29 | 28 | 45 | 31 | 4 |
| Ceg Río, S.A. | 46 | 6 | 3 | 35 | 10 | 7 |
| Aprovisionadora global de energía, S.A. | 39 | 65 | 32 | - | - | - |
| Otras sociedades ⁽²⁾ | 612 | 34 | 36 | 605 | 36 | 20 |
| Subtotal | 2.168 | 305 | 213 | 2.539 | 266 | 185 |
| Acciones preferentes | 110 | 1 | 1 | 110 | 3 | 3 |
| Obligaciones perpetuas subordinadas | 1.502 | 58 | 58 | 1.502 | 53 | 41 |
| Otros instrumentos de patrimonio | 1.612 | 59 | 59 | 1.612 | 56 | 44 |
| Total | 3.780 | 364 | 272 | 4.151 | 322 | 229 |

- (1) Se incorporan en 2015 por el efecto de la ampliación de capital de GPG desembolsada por KIA que se explica en esta nota.
- (2) En los resultados de 2016 se incluye el impacto en participaciones no dominantes por la plusvalía fruto de la venta de GNL Quintero S.A. (Nota 7) por importe de 39 millones de euros.

El importe de dividendos pagados a participaciones no dominantes en el ejercicio 2016 asciende a 195 millones de euros (161 millones de euros en 2015).

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

| Sociedad | 31 de diciembre 2016 | | | 31 de diciembre 2015 | | |
|--|----------------------|---------------------|------------------|----------------------|---------------------|------------------|
| | Activos totales | Pasivo no corriente | Pasivo corriente | Activos totales | Pasivo no corriente | Pasivo corriente |
| Metrogas, S.A. | 2.216 | (769) | (88) | 2.190 | (764) | (63) |
| Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A. | 909 | (205) | (239) | 703 | (172) | (186) |
| Global Power Generation, S.A. | 542 | (5) | (88) | 583 | (1) | (2) |
| Gasco GLP, S.A. | - | - | - | 409 | (125) | (66) |
| Fuerza y Energía de Tuxpan | 1.151 | (174) | (33) | 1.070 | (161) | (16) |
| Electrificadora del Caribe, S.A. ESP | - | - | - | 1.538 | (480) | (464) |
| Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. | 820 | (218) | (350) | 731 | (152) | (258) |
| Ecoeléctrica L.P. | 409 | (32) | (33) | 389 | (54) | (28) |
| Kangra Coal (Proprietary), Ltd | 377 | (101) | (8) | 433 | (114) | (6) |
| Europe Maghreb Pipeline, Ltd. | 292 | (1) | (16) | 278 | (1) | (4) |
| Gasmar, S.A. | - | - | - | 163 | (48) | (30) |
| Gas Natural Mexico, S.A. de CV | 809 | (314) | (90) | 721 | (241) | (65) |
| Gas Natural, S.A. ESP | 334 | (88) | (145) | 379 | (92) | (98) |
| Ceg Río, S.A. | 277 | (85) | (74) | 253 | (51) | (110) |
| Aprovisionadora global de energía, S.A. | 181 | (18) | (72) | - | - | - |

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 2016 y 2015 han sido los siguientes:

| | Subvenciones de capital | Ingresos por acometidas | Ingresos por desplazamiento de red a cargo de terceros | Otros | Total |
|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--|-----------|------------|
| A 1.01.15 | 166 | 667 | 99 | 10 | 832 |
| Importe recibido | 16 | 50 | 3 | - | 69 |
| Aplicaciones a resultados | (19) | (29) | (15) | (1) | (64) |
| Diferencias de conversión | 3 | - | (1) | (2) | - |
| Trasposos y otros | 12 | - | 4 | - | 16 |
| A 31.12.15 | 168 | 588 | 90 | 7 | 853 |
| Importe recibido | 6 | 38 | 5 | - | 49 |
| Aplicaciones a resultados | (9) | (25) | (9) | - | (43) |
| Diferencias de conversión | 1 | (1) | (1) | (1) | (2) |
| Trasposos y otros | (10) | (2) | (3) | - | (15) |
| A 31.12.16 | 156 | 598 | 82 | 6 | 842 |

Nota 15. Provisiones

El detalle de las provisiones a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|--------------|--------------|
| Provisiones por obligaciones con el personal | 489 | 659 |
| Otras provisiones | 759 | 829 |
| Provisiones no corrientes | 1.248 | 1.488 |
| Provisiones corrientes | 158 | 193 |
| Total | 1.406 | 1.681 |

Provisiones por obligaciones con el personal

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

| | 2016 | | | 2015 | | |
|--|--|------------------------------------|------------|--|------------------------------------|------------|
| | 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 | 650 | 9 | 659 | 731 | 9 | 740 |
| Dotaciones con cargo a resultados | 42 | 10 | 52 | 42 | 9 | 51 |
| Pagos en el ejercicio | (44) | - | (44) | (60) | - | (60) |
| Diferencias de conversión | 25 | - | 25 | (43) | - | (43) |
| Variaciones reconocidas directamente en patrimonio | 51 | - | 51 | (7) | - | (7) |
| Combinación de negocios (Nota 31) | - | - | - | - | - | - |
| Trasposos y otras aplicaciones (1) | (245) | (9) | (254) | (13) | (9) | (22) |
| A 31 de Diciembre | 479 | 10 | 489 | 650 | 9 | 659 |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

Pensiones y otras obligaciones similares

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

| Desglose por país | A 31.12.16 | A 31.12.15 | A 1.1.15 |
|-------------------|------------|------------|------------|
| España (1) | 368 | 362 | 374 |
| Colombia (2) | - | 196 | 238 |
| Brasil (3) | 40 | 25 | 36 |
| Chile (4) | 54 | 48 | 67 |
| México (5) | 11 | 14 | 10 |
| Resto | 6 | 5 | 6 |
| Total | 479 | 650 | 731 |

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 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 existían 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 2016 y a 31 de diciembre de 2015, 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 2016 y a 31 de diciembre de 2015, como consecuencia de la adquisición del grupo CGE, 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.

5) *Planes de pensiones y Otras prestaciones posteriores a la relación laboral en México*

A 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa tiene en vigor las siguientes prestaciones para determinados empleados en México:

- Prima de antigüedad pagadera tras 15 años de servicio
- Indemnización por cese de la relación laboral para empleados, sin el requisito de servicio, pagadero en caso fallecimiento durante el trabajo, discapacidad y despido.
- Indemnización por cese de la relación laboral equivalente a 3 meses de sueldo más 20 días de salario por año de servicio.
- Compensación adicional solo en caso de retiro equivalente a un 1% del salario base por 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:

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|--|--------------|----------|------------|-----------|-----------|--------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Valor actual de las obligaciones | | | | | | | | | | |
| A 1 de Enero | 1.173 | 198 | 96 | 48 | 14 | 1.240 | 238 | 138 | 67 | 10 |
| Coste del servicio del ejercicio | 5 | - | - | 4 | - | 6 | - | - | 4 | 2 |
| Coste de Intereses | 23 | 17 | 15 | 3 | 1 | 24 | 17 | 13 | 2 | - |
| Variaciones reconocidas en patrimonio | 77 | 35 | 22 | - | - | (18) | 2 | (11) | (1) | - |
| Beneficios pagados | (75) | (22) | (11) | (5) | - | (78) | (25) | (11) | (11) | - |
| Diferencias de conversión | - | 17 | 24 | 4 | (3) | - | (36) | (33) | (1) | 2 |
| Combinación de negocios (Nota 31) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Traspasos y otros (1) | - | (243) | - | - | - | - | - | - | (12) | - |
| A 31 de Diciembre | 1.203 | - | 148 | 54 | 12 | 1.173 | 196 | 96 | 48 | 14 |
| Valor razonable activos del plan | | | | | | | | | | |
| A 1 de Enero | 811 | - | 71 | - | - | 868 | - | 102 | - | - |
| Rendimiento esperado | 16 | - | 12 | - | - | 18 | - | 10 | - | - |
| Aportaciones | (2) | - | 4 | - | - | 1 | - | 8 | - | - |
| Variaciones reconocidas en patrimonio | 71 | - | 13 | - | - | (11) | - | (11) | - | - |
| Prestaciones pagadas | (80) | - | (11) | - | - | (81) | - | (11) | - | - |
| Diferencias de conversión | - | - | 17 | - | - | - | - | (25) | - | - |
| Traspasos y otros | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - |
| A 31 de Diciembre | 835 | - | 106 | - | 1 | 811 | - | 71 | - | - |
| Provisiones para pensiones y obligaciones similares | 368 | - | 40 | 54 | 11 | 362 | 196 | 25 | 48 | 14 |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

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

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|--|-----------|-----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Coste de servicio del ejercicio | 5 | - | - | 4 | - | 6 | - | - | 4 | 2 |
| Coste por servicios pasados | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Coste de intereses | 23 | 17 | 15 | 9 | 1 | 24 | 17 | 13 | 2 | - |
| Rendimiento esperado de los activos del plan | (15) | - | (12) | - | - | (18) | - | (10) | - | - |
| Cargo total en Cuenta de pérdidas y ganancias | 13 | 17 | 3 | 7 | 1 | 14 | 17 | 3 | 6 | 2 |

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

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|--|------------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| De 1 a 5 años | 5 | - | - | - | - | 8 | - | - | 13 | - |
| De 5 a 10 años | 37 | - | 2 | 29 | 2 | 31 | 196 | 25 | 12 | 3 |
| Más de 10 años | 326 | - | 38 | 25 | 9 | 323 | - | - | 23 | 11 |
| Provisiones para pensiones y obligaciones similares | 368 | - | 40 | 54 | 11 | 362 | 196 | 25 | 48 | 14 |

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

| Años | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|--|--------|----------|--------|-------|--------|--------|----------|--------|-------|--------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Duración media ponderada compromisos por pensiones | 11,33 | - | 9,84 | 10,26 | 19,45 | 11,49 | 7,41 | 8,90 | 10,50 | 11,49 |

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

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|---------------------------------------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| A 1 de Enero | 362 | 196 | 25 | 48 | 14 | 374 | 238 | 36 | 87 | 10 |
| Dotación a pérdidas y ganancias | 13 | 17 | 3 | 7 | 1 | 14 | 17 | 3 | 6 | 2 |
| Contribuciones pagadas | (13) | (22) | (4) | (5) | - | (18) | (25) | (8) | (11) | - |
| Variaciones reconocidas en patrimonio | 6 | 36 | 8 | - | - | (8) | 2 | - | (1) | - |
| Traspasos (1) | - | (243) | - | - | (1) | - | - | - | (12) | - |
| Diferencias de conversión | - | 17 | 7 | 4 | (9) | - | (96) | (9) | (1) | 2 |
| Combinación de negocios | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Operaciones interrumpidas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| A 31 de Diciembre | 368 | - | 40 | 54 | 11 | 362 | 196 | 25 | 48 | 14 |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 6).

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales reconocidas directamente en patrimonio es negativo en 107 millones de euros para el ejercicio 2016 (España: 55 millones de euros en negativo, Brasil: 42 millones de euros en negativo, Chile: 5 millones de euros en negativo y México: 5 millones en negativo). En 2015 el importe acumulado era negativo en 188 millones de euros (España: 49 millones de euros en negativo, Colombia: 100 millones de euros en negativo, Brasil: 33 millones de euros en negativo, Chile: 5 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:

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|--------------------------|----------|-----------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|------------|----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Hipótesis financieras | 39 | 21 | 3 | - | - | 6 | (7) | (8) | - | - |
| Hipótesis demográficas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Experiencia | (33) | 14 | 6 | - | - | (13) | 9 | 4 | (1) | - |
| Limitación de activos | - | - | - | - | - | (1) | - | 2 | - | - |
| A 31 de Diciembre | 6 | 35 | 9 | - | - | (6) | 2 | - | (1) | - |



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

| % sobre total | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|---------------------------|--------|----------|--------|-------|--------|--------|----------|--------|-------|--------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Títulos | - | - | 16% | - | - | - | - | 13% | - | - |
| Bonos | 100% | - | 76% | - | - | 100% | - | 77% | - | - |
| Inmuebles y otros activos | - | - | 8% | - | - | - | - | 10% | - | - |

El rendimiento real sobre los activos del plan durante el ejercicio 2016, correspondiente a España y Brasil, ha sido de 27 millones de euros (26 millones de euros en 2015).

Las hipótesis actuariales fueron las siguientes:

| | A 31.12.16 | | | | | A 31.12.15 | | | | |
|---------------------------------------|------------|----------|---------|---------|------------|------------|----------|---------|---------|------------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Tipo de descuento (1) | 0,0 a 1,8% | 7,5% | 11,8% | 1,7% | 7,0% | 0,2 a 2,6% | 8,7% | 13,3% | 1,7% | 7,0% |
| Rendimiento esperado activos plan (1) | 0,0 a 1,8% | - | 11,8% | - | 7,0% | 0,2 a 2,6% | - | 13,3% | - | 7,0% |
| Incrementos futuros en salario (1) | 2,0% | 4,5% | 6,8% | 2,0% | 5,5% | 2,0% | 4,5% | 7,7% | 1,9% | 5,5% |
| Incrementos futuros en pensión (1) | 2,0% | 3,5% | 5,5% | NA | 3,4% | 2,0% | 3,5% | 5,5% | NA | 3,4% |
| Tipo de inflación (1) | 2,0% | 3,5% | 5,5% | 3,0% | 4,0% | 2,0% | 3,5% | 5,5% | NA | 4,0% |
| Tabla de mortalidad | PERMF 2000 | RV08 | AT-2000 | RV-2008 | EMSSA 2009 | PERMF 2000 | RV08 | AT-2000 | RV-2008 | EMSSA 2009 |
| Esperanza de vida: | | | | | | | | | | |
| Hombre | | | | | | | | | | |
| Jubilado en el ejercicio actual | 22,5 | 18,45 | 20,45 | 18,58 | 22,58 | 22,5 | 18,45 | 20,45 | 18,58 | 22,5 |
| Jubilado dentro de 20 años | 42,5 | 36,69 | 37,94 | 20,47 | 38,53 | 42,5 | 36,69 | 37,94 | 20,47 | 38,42 |
| Mujer | | | | | | | | | | |
| Jubilado en ejercicio actual | 27,0 | 22,18 | 23,02 | 28,07 | 25,04 | 27,0 | 22,18 | 23,02 | 28,07 | 24,89 |
| Jubilado dentro de 20 años | 48,4 | 40,39 | 41,44 | 29,75 | 44,81 | 48,4 | 40,39 | 41,44 | 29,75 | 44,75 |

(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 2017, en millones de euros son:

| | Prestaciones | | | | | Contribuciones | | | | |
|--------------------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------------|-----------|----------|----------|----------|
| | España | Colombia | Brasil | Chile | México | España | Colombia | Brasil | Chile | México |
| Post-empleo | 63 | - | 9 | - | - | 12 | 21 | 1 | 4 | - |
| Post-empleo medicas | - | - | - | - | - | 3 | 3 | 2 | - | - |
| Largo plazo | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| A 31 de Diciembre | 63 | - | 9 | - | - | 16 | 24 | 3 | 4 | - |

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 | 117 | (148) | 17 |
| Valor razonable activos del plan | - | (76) | - |
| Provisión para pensiones | 117 | (72) | 17 |
| Coste de servicio del ejercicio | 2 | (2) | - |
| Coste de Interases | 2 | 9 | 1 |
| Rendimiento esperado de los activos del plan | - | (7) | - |

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 2016 se incluye una provisión correspondiente a los programas de retribución 2014-2016, 2015-2018 y 2016-2019 por importe de 19 millones de euros (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), de los cuales 9 millones de euros se encuentran clasificados como no corrientes en 2016 (9 millones de euros en 2015).

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 1.01.16 | 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 31) | 2 | 5 | 7 | - | 7 |
| Diferencias de conversión | (3) | (8) | (11) | 5 | (6) |
| Traspasos y otros | - | 8 | 8 | - | 8 |
| A 31.12.15 | 428 | 401 | 829 | 193 | 1.022 |
| Dotaciones / reversiones con cargo a resultados: | | | | | |
| - Dotaciones por actualización financiera | 10 | 1 | 11 | - | 11 |
| - Dotaciones con cargo a otros resultados | - | 15 | 15 | 56 | 71 |
| - Reversiones | - | (24) | (24) | (1) | (25) |
| Dotaciones / reversiones con cargo a inmovilizado | (1) | - | (1) | - | (1) |
| Pagos | (4) | (30) | (34) | (112) | (146) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | - | - |
| Diferencias de conversión | 4 | 3 | 7 | 2 | 9 |
| Traspasos y otros (1) | (23) | (21) | (44) | 20 | (24) |
| A 31.12.16 | 414 | 345 | 759 | 158 | 917 |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

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 35 "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 56 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (103 millones de euros en 2015).

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 306 millones de euros entre uno y cinco años (331 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), 86 millones de euros entre cinco y diez años (102 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y 367 millones de euros a más de diez años (396 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Nota 16. Deuda financiera

La composición de la deuda financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|---|---------------|---------------|
| Emisiones de obligaciones y otros valores negociables | 10.098 | 10.632 |
| Deuda financiera con entidades de crédito | 4.837 | 4.802 |
| Instrumentos financieros derivados | 62 | 166 |
| Otros pasivos financieros | 6 | 54 |
| Deuda financiera no corriente | 15.003 | 15.653 |
| Emisiones de obligaciones y otros valores negociables | 1.563 | 1.691 |
| Deuda financiera con entidades de crédito | 856 | 741 |
| Instrumentos financieros derivados | 18 | 14 |
| Otros pasivos financieros | 162 | 149 |
| Deuda financiera corriente | 2.599 | 2.596 |
| Total | 17.602 | 18.248 |

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

| Pasivos financieros | 31 de diciembre de 2016 | | | | 31 de diciembre de 2015 | | | |
|--|-------------------------|-----------|---------|-----------|-------------------------|------------|---------|------------|
| | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Total |
| Valor razonable con cambios a resultados | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Derivados de cobertura | - | 80 | - | 80 | - | 179 | - | 179 |
| Total | - | 80 | - | 80 | - | 179 | - | 179 |

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

| | Valor contable | | Valor razonable | |
|---|----------------|------------|-----------------|------------|
| | A 31.12.16 | A 31.12.15 | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
| Emisión de obligaciones y otros valores negociables | 10.098 | 10.632 | 11.389 | 11.961 |
| Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros | 4.843 | 4.856 | 4.874 | 4.882 |

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 2016 y a 31 de diciembre de 2015 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:

| | 2016 | 2015 |
|---|---------------|---------------|
| A 1 de Enero | 18.248 | 20.544 |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | 165 |
| Aumento de deuda financiera | 7.826 | 5.943 |
| Disminución de deuda financiera | (8.069) | (8.043) |
| Diferencias de conversión | 264 | (285) |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9) | - | (338) |
| Trasposos y otros (1) | (667) | 262 |
| A 31 de Diciembre | 17.602 | 18.248 |

(1) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera por instrumento a 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados.

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 y siguientes | Total |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| A 31 de diciembre de 2016: | | | | | | | |
| Emisión de obligaciones y otros valores negociables | | | | | | | |
| Fija | 1.428 | 1.588 | 1.241 | 1.650 | 1.563 | 3.992 | 11.442 |
| Variable | 133 | 23 | 63 | - | - | - | 219 |
| Bancos institucionales y otras entidades financieras | | | | | | | |
| Fija | 228 | 183 | 127 | 127 | 84 | 93 | 823 |
| Variable | 138 | 108 | 82 | 78 | 121 | 624 | 1.151 |
| Bancos comerciales y otros pasivos financieros | | | | | | | |
| Fija | 134 | 30 | 484 | 148 | 125 | 6 | 924 |
| Variable | 536 | 791 | 861 | 385 | 390 | 60 | 3.043 |
| Total fija | 1.792 | 1.761 | 1.852 | 1.932 | 1.762 | 4.090 | 13.188 |
| Total variable | 807 | 922 | 1.026 | 463 | 511 | 684 | 4.413 |
| Total | 2.599 | 2.683 | 2.878 | 2.395 | 2.273 | 4.774 | 17.602 |



| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 y siguientes | Total |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| A 31 de diciembre de 2015: | | | | | | | |
| Emisión de obligaciones y otros valores negociables | | | | | | | |
| Fija | 1.288 | 1.405 | 1.587 | 1.235 | 1.860 | 4.588 | 11.751 |
| Variable | 380 | 29 | 28 | 58 | - | 89 | 572 |
| Bancos institucionales y otras entidades financieras | | | | | | | |
| Fija | 187 | 234 | 190 | 177 | 177 | 255 | 1.200 |
| Variable | 63 | 68 | 79 | 63 | 50 | 88 | 391 |
| Bancos comerciales y otros pasivos financieros | | | | | | | |
| Fija | 172 | 188 | 78 | 491 | 30 | 10 | 949 |
| Variable | 517 | 582 | 661 | 774 | 679 | 362 | 3.385 |
| Total fija | 1.835 | 1.807 | 1.835 | 1.803 | 1.867 | 4.853 | 13.800 |
| Total variable | 960 | 679 | 866 | 885 | 629 | 509 | 4.348 |
| Total | 2.596 | 2.486 | 2.621 | 2.798 | 2.496 | 6.362 | 18.248 |

En el caso de no considerar el impacto de los derivados en la deuda financiera, la deuda financiera a tipo fijo ascendería a 11.636 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (11.104 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y a tipo variable a 5.886 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 (6.965 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Las siguientes tablas describen la deuda financiera bruta nominada por monedas a 31 de diciembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015 y su calendario de vencimientos, considerando el impacto de la cobertura de los derivados:

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 y siguientes | Total |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| A 31 de diciembre de 2016: | | | | | | | |
| Deuda denominada en euros | 1.944 | 1.923 | 1.951 | 2.113 | 2.086 | 3.961 | 13.978 |
| Deuda denominada en moneda extranjera: | | | | | | | |
| Dólar estadounidense | 288 | 20 | 502 | 1 | 106 | 5 | 922 |
| Peso chileno | 133 | 408 | 167 | 281 | 81 | 751 | 1.821 |
| Peso mejicano | 3 | 136 | 102 | - | - | 57 | 298 |
| Real brasileño | 159 | 179 | 74 | - | - | - | 412 |
| Peso colombiano | 51 | 9 | 75 | - | - | - | 145 |
| Peso argentino | 11 | 8 | 7 | - | - | - | 26 |
| Resto | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | 2.599 | 2.683 | 2.878 | 2.395 | 2.273 | 4.774 | 17.502 |

| | 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 | 88 | 20 | 488 | 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 | 2.596 | 2.486 | 2.521 | 2.788 | 2.496 | 5.362 | 18.248 |

La deuda financiera en euros ha soportado en el ejercicio 2016 un tipo de interés efectivo medio del 3,57% (3,81% en el ejercicio 2015) y la deuda financiera en

moneda extranjera ha soportado un tipo de interés efectivo medio en el ejercicio 2016 del 7,13% (7,91% en el ejercicio 2015), incluyendo los instrumentos derivados asignados a cada transacción.

A 31 de diciembre de 2016, Gas Natural Fenosa tiene líneas de crédito por una cantidad total de 8.192 millones de euros (8.003 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), de las cuales 7.642 millones de euros no están dispuestas (7.558 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Existen deudas financieras con entidades de crédito por importe de 2.308 millones de euros (1.505 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) 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 2016 asciende a 13 millones de euros (19 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

A continuación se describen los instrumentos de financiación más relevantes:

Emisión de obligaciones y otros valores negociables

En el ejercicio 2016 y en el ejercicio 2015 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido el siguiente:

| | A 1.1.2016 | Emisiones | Recompras o reembolsos | Ajustes por tipo de cambio y otros | A 31.12.2016 |
|--|---------------|--------------|------------------------|------------------------------------|---------------|
| Emitados en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo | 10.857 | 5.125 | (5.725) | 6 | 10.262 |
| Emitados en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo | - | - | - | - | - |
| Emitados fuera de un estado miembro de la Unión Europea | 1.466 | - | (116) | 49 | 1.399 |
| Total | 12.323 | 5.125 | (5.841) | 64 | 11.661 |

| | A 1.1.2015 | Emisiones | Recompras o reembolsos | Ajustes por tipo de cambio y otros | A 31.12.2015 |
|--|---------------|--------------|------------------------|------------------------------------|---------------|
| Emitados en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo | 11.246 | 2.858 | (3.263) | 15 | 10.857 |
| Emitados en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo | - | - | - | - | - |
| Emitados fuera de un estado miembro de la Unión Europea | 2.004 | 184 | (683) | (149) | 1.466 |
| Total | 13.250 | 3.053 | (3.846) | (134) | 12.323 |

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 2016 se siguieron efectuando emisiones bajo dicho programa, realizando emisiones por un importe total de 4.225 millones de euros (2.359 millones de euros durante el ejercicio 2015). A 31 de diciembre de 2016 la



cantidad dispuesta de dicho programa era de 100 millones de euros (300 millones de euros a diciembre 2015), siendo el disponible 900 millones de euros (700 millones de euros a diciembre 2015).

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 diciembre de 2016, el límite del Programa es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2015). A 31 de diciembre de 2016 estaba dispuesto un principal total de 10.205 millones de euros (10.605 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), siendo el importe pendiente de utilización 3.795 millones de euros. En abril de 2016 se realizó una emisión de 300 millones de euros que supuso la refinanciación de un bono cuyo vencimiento era abril de 2017 con un cupón anual del 2,31%.

El detalle del saldo nominal emitido es el siguiente:

| <u>Emisión</u> | <u>Nominal</u> | <u>Vencimiento</u> | <u>Cupón (%)</u> |
|-----------------|----------------|--------------------|------------------|
| Julio 2009 | 500 | 2019 | 6,375 |
| 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 |
| 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 |
| Abril 2016 | 600 | 2026 | 1,250 |
| Abril 2016 | 300 | 2021 | 0,515 |
| Total | 10.205 | | |

(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.

Con fecha 22 de febrero de 2016 se amortizó, a valor nominal, la totalidad de dichas participaciones preferentes que quedaban en circulación cuyo saldo ascendía a 69 millones de euros y devengaban un tipo de interés del 3,849%.

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 (47 millones de euros). A 31 de diciembre de 2016 no se había dispuesto ninguna emisión bajo dicho programa, restando en su totalidad como disponible (46 millones de euros a diciembre de 2015).

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 siete años, por un importe de 1.460 millones de pesos mexicanos (67 millones de euros) y una emisión de deuda a cuatro años ya vencida. El 14 de julio de 2015 se cerró una emisión de deuda a plazos de tres y diez años, por un importe agregado de 2.800 millones de pesos mexicanos (129 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2016 es de 4.260 millones de pesos mexicanos, 196 millones de euros (225 millones de euros a 31 de diciembre de 2015). El saldo disponible a 31 de diciembre de 2016 bajo dicho programa es de 5.740 millones de pesos mexicanos, 263 millones de euros (305 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 (158 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 (32 millones de euros) y 200.000 millones de pesos colombianos (63 millones de euros) con vencimiento 5 y 7 años respectivamente. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2016 bajo este programa es de 200.000 millones de pesos colombianos (63 millones de euros) (58 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 2016, el saldo dispuesto es de 563.599 millones de pesos chilenos (801 millones de euros) (730 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) quedando disponible 1.067.863 millones de pesos chilenos (1.518 millones de euros).

Deuda financiera con entidades de crédito

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

A 31 de diciembre de 2016, la deuda financiera con entidades de crédito incluye préstamos bancarios por un importe de 1.520 millones de euros (1.662 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) y líneas de crédito dispuestas por 233 millones de euros (237 millones de euros a 31 de diciembre 2015). 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 2016 y de 2015. Además, se mantienen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 112 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (192 millones de euros a 31 de diciembre 2015).

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 1.835 millones de euros (1.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) manteniéndose disponibles 300 millones de euros. En septiembre de 2016 se ha dispuesto del préstamo concedido por el BEI por 600 millones de euros, destinado a la financiación de inversiones en el negocio de distribución de gas en España.

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

A 31 de diciembre de 2016, la deuda en Latinoamérica ascendió a 1.978 millones de euros (2.069 millones de euros a 31 de diciembre 2015) con diversas entidades financieras. El desglose geográfico de estas deudas es el siguiente:

| País | 2016 | 2015 |
|----------|--------------|--------------|
| Chile | 998 | 1.002 |
| Colombia | 48 | 445 |
| Brasil | 412 | 295 |
| Panamá | 409 | 222 |
| México | 106 | 80 |
| Otros | 5 | 25 |
| | 1.978 | 2.069 |

Del total de la deuda con entidades de crédito de Latinoamérica a 31 de diciembre de 2016 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 2016, la deuda con entidades de crédito de otros países asciende a 16 millones de euros (25 millones de euros a 31 de diciembre 2015) 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 2016 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 (Nota 6).

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

| | A 31.12.16 | | | A 31.12.15 | | |
|------------------|---------------|------------|--------------|---------------|------------|--------------|
| | Valor nominal | Descuento | Valor actual | Valor nominal | Descuento | Valor actual |
| Menos de 1 año | 52 | (2) | 50 | 37 | (3) | 34 |
| Entre 1 y 5 años | - | - | - | 51 | (2) | 49 |
| Total | 52 | (2) | 50 | 88 | (5) | 83 |

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.

El 23 de junio de 2016 los votantes de Reino Unido apoyaron la salida de su país de la Unión Europea ("Brexit"). Si bien la salida de Reino Unido irá acompañada de un proceso de negociación que se prolongará durante un periodo de tiempo a día de hoy indefinido, ya se han producido las primeras consecuencias, tanto en los mercados de capitales como en los de divisas. Sin embargo, la exposición de Gas Natural Fenosa al riesgo derivado del denominado "Brexit" es prácticamente nula.

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 2016 y 2015 (Nota 16), una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--------------------------|---------------|---------------|
| Tipo de interés fijo | 13.189 | 13.900 |
| Tipo de interés variable | 4.413 | 4.348 |
| Total | 17.602 | 18.248 |

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 |
|------|--|---|--|
| 2016 | +50 | (22) | 83 |
| | -50 | 22 | (83) |
| 2015 | +50 | (22) | 27 |
| | -50 | 22 | (27) |

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 |
|------|-----|---|--|
| 2016 | +5% | - | 12 |
| | -5% | - | (10) |
| 2015 | +5% | - | 24 |
| | -5% | - | (23) |



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 2016 de Gas Natural Fenosa en la moneda peso argentino asciende a 47 millones de euros (39 millones de euros a 31 de diciembre de 2015) lo que representa para una sensibilidad del 5% un efecto en el patrimonio antes de impuestos de 2 millones de euros (2 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 |
|------|---|---|--|
| 2016 | +10% | - | 44 |
| | -10% | - | (44) |
| 2015 | +10% | - | 67 |
| | -10% | - | (67) |

| | Incremento/descenso en el precio de venta electricidad | Efecto en el resultado antes de impuestos | Efecto en el patrimonio antes de impuestos |
|------|--|---|--|
| 2016 | +10% | - | 27 |
| | -10% | - | (27) |
| 2015 | +10% | 1 | 1 |
| | -10% | (1) | (1) |

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 2016, Gas Natural Fenosa había recibido garantías por 155 millones de euros para cubrir el riesgo de clientes industriales de gran consumo (51 millones de euros a 31 de diciembre de 2015). Durante el ejercicio 2016, se han ejecutado avales por importe de 1 millones de euros (1 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 y 2015, 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 2016 y 2015 es el siguiente:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|------------------|------------|------------|
| Menos de 90 días | 326 | 450 |
| 90 – 180 días | 89 | 142 |
| Más de 180 días | 14 | 7 |
| Total | 429 | 599 |

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 2016 las disponibilidades de liquidez son las siguientes:

| Fuente de liquidez | Disponibilidad 2016 |
|---|---------------------|
| Líneas de crédito disponibles (Nota 16) | 7.642 |
| Préstamos no dispuestos | 352 |
| Efectivo y otros medios líquidos equivalentes (Nota 12) | 2.067 |
| Total | 10.061 |

Adicionalmente, se dispone de capacidad para emitir deuda en mercado de capitales no utilizada por importe de 6.586 millones de euros detallada anteriormente (Nota 16).

El detalle de los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2017 | 2016 | 2015 | 2020 | 2021 | 2022 y siguientes | Total |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-----------------|
| A 31 de diciembre de 2016 | | | | | | | |
| Acreedoras comerciales y otras cuentas a pagar | (4.072) | - | - | - | - | - | (4.072) |
| Préstamos y otras deudas financieras | (3.327) | (3.371) | (3.489) | (2.814) | (2.678) | (5.709) | (21.498) |
| Derivados financieros | (16) | 31 | 29 | - | (11) | 7 | 34 |
| Otros pasivos | (104) | (97) | (185) | (87) | (81) | (815) | (1.149) |
| Total (1) | (7.519) | (3.437) | (3.641) | (3.001) | (2.770) | (6.317) | (26.665) |

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 y siguientes | Total |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------|-----------------|
| A 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | |
| Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar | (4.008) | - | - | - | - | - | (4.008) |
| Préstamos y otras deudas financieras | (3.185) | (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) | (126) | (51) | (366) | (726) |
| Total (1) | (7.239) | (3.323) | (3.280) | (3.472) | (3.068) | (6.581) | (26.973) |

(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:

| | 2016 | 2015 |
|-------------------|------|------|
| Moody's | Baa2 | Baa2 |
| Standard & Poor's | BBB | BBB |
| Fitch | BBB+ | BBB+ |

El ratio de apalancamiento es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|---|---------------|---------------|
| Deuda financiera neta: | 15.423 | 15.648 |
| Deuda financiera no corriente (Nota 16) | 15.003 | 15.653 |
| Deuda financiera corriente (Nota 16) | 2.599 | 2.595 |
| Efectivo y otros medios equivalentes (Nota 12) | (2.067) | (2.390) |
| Derivados (Nota 17) | (112) | (210) |
| Patrimonio neto: | 19.005 | 18.518 |
| De los accionistas de la sociedad dominante (Nota 13) | 15.225 | 14.367 |
| De participaciones no dominantes (Nota 13) | 3.780 | 4.151 |
| Apalancamiento (Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto)) | 44,8% | 45,8% |

Instrumentos financieros derivados

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

| | A 31.12.16 | | A 31.12.15 | |
|---|------------|------------|------------|------------|
| | Activo | Pasivo | Activo | Pasivo |
| Instrumentos financieros derivados de cobertura | 111 | 62 | 208 | 167 |
| Cobertura flujos de efectivo | | | | |
| - Tipo de interés | 85 | 22 | 25 | 41 |
| - Precio de <i>commodities</i> | - | - | - | 2 |
| Cobertura valor razonable | | | | |
| - Tipo de interés y tipo de cambio | 26 | 40 | 183 | 124 |
| Otros instrumentos financieros | - | - | - | - |
| Instrumentos financieros derivados no corrientes | 111 | 62 | 208 | 167 |
| Instrumentos financieros derivados de cobertura | 46 | 61 | 5 | 190 |
| Cobertura flujos de efectivo | | | | |
| - Tipo de interés | 1 | 6 | - | 1 |
| - Tipo de cambio | 9 | - | 1 | 1 |
| - Precio de <i>commodities</i> | 36 | 42 | 1 | 174 |
| Cobertura valor razonable | | | | |
| - Tipo de interés y tipo de cambio | - | - | - | - |
| - Tipo de cambio | - | 13 | 3 | 14 |
| Otros instrumentos financieros | 1 | 5 | 2 | 10 |
| - Precio de <i>commodities</i> | 1 | 5 | 2 | 9 |
| - Tipo de cambio | - | - | - | 1 |
| Instrumentos financieros derivados corrientes | 47 | 66 | 7 | 200 |
| Total | 158 | 128 | 215 | 367 |

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:

| | 2016 | | 2015 | |
|--------------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| | Resultado explotación | Resultado financiero | Resultado explotación | Resultado financiero |
| Cobertura flujos de efectivo | (81) | (25) | 61 | (15) |
| Cobertura valor razonable | (10) | (28) | (18) | (36) |
| Otros instrumentos financieros | (25) | (1) | (2) | 15 |
| Total | (116) | (54) | 41 | (36) |

El detalle de los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2016 y 2015, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales es el siguiente:

| Valor Razonable | 31.12.16 Valor Nominal | | | | | | Total |
|---|---------------------------|--------------|------------|------------|----------|--------------|--------------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Posteriores | |
| COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS: | | | | | | | |
| Cobertura de flujos de efectivo: | | | | | | | |
| Permutas financieras (EUR) | 23 | 684 | - | - | - | 1.500 | 2.164 |
| Permutas financieras (USD) | (2) | 223 | 259 | - | - | - | 482 |
| Permutas financieras (MXN) | 32 | 57 | 200 | - | - | - | 257 |
| Permutas financieras (CHF) | 26 | - | - | 204 | - | - | 204 |
| Permutas financieras (NOK) | (21) | - | - | - | - | 101 | 101 |
| Permutas financieras (COP) | - | - | - | - | - | - | - |
| COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO: | | | | | | | |
| Cobertura de flujos de efectivo: | | | | | | | |
| Seguro de cambio (USD) | 9 | 213 | - | - | - | - | 213 |
| Seguro de cambio (GBP) | - | 13 | - | - | - | - | 13 |
| Cobertura de valor razonable: | | | | | | | |
| Permutas financieras (CLP) | (14) | - | - | 60 | - | 160 | 220 |
| Permutas financieras (MXN) | - | - | - | - | - | - | - |
| Seguros de cambio (BRL) | - | - | - | - | - | - | - |
| Seguros de cambio (USD) | (13) | 374 | - | - | - | - | 374 |
| Seguros de cambio (DHN) | - | 7 | - | - | - | - | 7 |
| COBERTURA DE COMMODITIES: | | | | | | | |
| Cobertura de flujos de efectivo: | | | | | | | |
| Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR) | 23 | 309 | 54 | 4 | - | - | 387 |
| Derivados precios de <i>commodities</i> (USD) | (29) | 281 | 139 | 131 | - | - | 551 |
| OTROS: | | | | | | | |
| Derivados precios de <i>commodities</i> (EUR) | (4) | 13 | - | - | - | - | 13 |
| Derivados tipo de cambio (USD) | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 30 | 2.174 | 652 | 399 | - | 1.601 | 4.986 |

| Valor Razonable | 31.12.15 Valor Nominal | | | | | | Total |
|---|---------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|-------------|------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Posteriores | |
| 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 | - | 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) | 2.164 | 1.368 | 593 | 1.049 | - | 261 |



Nota 18. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se muestra a continuación:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|---|--------------|------------|
| Deuda por contratos de arrendamiento financiero (1) | 965 | 582 |
| Fianzas y depósitos (2) | 221 | 215 |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 17) | - | 2 |
| Otros pasivos (3) | 145 | 145 |
| Total | 1.331 | 944 |

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 periodos 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.
- En septiembre y noviembre de 2016, Gas Natural Fenosa adquirió dos buques de transporte de gas natural licuado con una capacidad, cada uno de ellos, de 176.300 m³ en régimen de arrendamiento financiero con una duración de 20 años y vencimiento en 2036.



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

| | A 31.12.16 | | | A 31.12.15 | | |
|------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| | Valor nominal | Descuento | Valor actual | Valor nominal | Descuento | Valor actual |
| Menos de 1 año | 110 | (7) | 103 | 68 | (4) | 64 |
| Entre 1 y 5 años | 439 | (88) | 353 | 271 | (51) | 220 |
| Más de 5 años | 1.190 | (578) | 612 | 640 | (278) | 362 |
| Total | 1.739 | (671) | 1.067 | 979 | (333) | 646 |

La Deuda por contratos de arrendamiento financiero ha soportado a 31 de diciembre de 2016 un tipo de interés efectivo medio del 6,5% (6,5% a 31 diciembre de 2015).

(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 el mes de mayo de 2019, 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 2016 asciende a 74 millones de euros y equivale al valor actual del importe a reembolsar (72 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Nota 19. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

El detalle a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|--|--------------|--------------|
| Acreedores comerciales | 3.204 | 3.049 |
| Acreedores comerciales empresas vinculadas (Nota 33) | 51 | 43 |
| Acreedores comerciales empresas asociadas | 19 | 4 |
| Proveedores | 3.274 | 3.096 |
| Administraciones públicas | 519 | 477 |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 17) | 48 | 183 |
| Remuneraciones pendientes de pago | 96 | 95 |
| Otros acreedores | 29 | 22 |
| Otros acreedores | 692 | 777 |
| Pasivos por impuesto corriente | 106 | 135 |
| Total | 4.072 | 4.008 |



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:

| | 2016 | 2015 |
|--|---------|---------|
| | Importe | Importe |
| Total pagos | 11.533 | 14.647 |
| Total pagos pendientes | 417 | 464 |
| Periodo medio de pago a proveedores (días) (1) | 28 | 29 |
| Ratio de operaciones pagadas (días) (2) | 27 | 29 |
| Ratio de operaciones pendientes de pago (días) (3) | 30 | 30 |

- (1) Calculado considerando los importes pagados y los pendientes de pago.
- (2) Periodo medio de pago en las operaciones pagadas en el ejercicio
- (3) Antigüedad media saldo proveedores pendientes de pago

Nota 20. Otros pasivos corrientes

El detalle a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

| | A 31.12.16 | A 31.12.15 |
|---|------------|------------|
| Dividendo a pagar | 37 | 421 |
| Gastos devengados y no pagados | 174 | 233 |
| Pasivo por arrendamiento financiero (Nota 18) | 103 | 64 |
| Instrumentos financieros derivados (Nota 17) | - | 3 |
| Otros pasivos | 33 | 31 |
| Total | 347 | 752 |

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 2016 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 2016 y 2015 es la siguiente:

| | 2016 | % | 2015 | % |
|--|--------------|-------------|--------------|-------------|
| Resultado antes de impuestos | 2.083 | | 2.363 | |
| Impuesto teórico | 521 | 25,0 | 662 | 28,0 |
| Efecto resultados netos método participación | 25 | 1,2 | 1 | - |
| Aplicación tipos impositivos entidades extranjeras | (20) | (1,5) | (45) | (1,9) |
| Deducciones fiscales | (13) | (0,1) | (39) | (1,7) |
| Reversión impuestos diferidos por fusión Transnet | (128) | (6,1) | - | - |
| Revaluación impuestos diferidos Colombia | 21 | 1,0 | - | - |
| Otros conceptos | 10 | 0,5 | (6) | (0,2) |
| Impuesto sobre beneficios | 416 | 20,0 | 573 | 24,2 |

Desglose del gasto corriente/diferido:

| | | |
|----------------------------------|------------|------------|
| Impuesto corriente | 474 | 662 |
| Impuesto diferido | (58) | (89) |
| Impuesto sobre beneficios | 416 | 573 |

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. La mencionada reducción del tipo impositivo en España del 28% al 25% se ha visto parcialmente mitigada por un incremento del tipo de gravamen en Chile del 22,5% al 24%.

En el marco del proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, con fecha 14 de diciembre de 2016, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a su filial Transnet. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de transmisión eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El 29 de diciembre de 2016 se publicó en Colombia la Ley N° 1819 de Reforma Tributaria Estructural que establece una disminución progresiva de la tasa del Impuesto sobre la renta para los años 2017, 2018 y 2019. Como consecuencia de dicha publicación se han revaluado los impuestos diferidos a la tasa de reversión prevista registrándose un mayor gasto en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 21 millones de euros.

El 3 de diciembre de 2016 fue publicado el Real Decreto-Ley 3/2016 por el que se adoptan medidas tributarias para la consolidación de las finanzas públicas que introdujo modificaciones relevantes en el ámbito del Impuesto sobre Sociedades. Entre otras, se establece, con efectos desde 1 de enero de 2016, la obligación de revertir en un plazo máximo de 5 años las provisiones por deterioro de valor de las participaciones que hubieran resultado deducibles antes de 2013, se limita la compensación de bases imponibles negativas para las grandes empresas al 25% de

la base imponible previa y se limita la aplicación de la deducción por doble imposición interna o internacional generada o pendiente de aplicación al 50% de la cuota íntegra previa. Adicionalmente, con efectos desde 1 de enero de 2017 las pérdidas en la transmisión de participaciones no serán deducibles. En el ejercicio 2016 estas medidas no han tenido impacto significativo en los estados financieros de Gas Natural Fenosa.

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 materializaron en ejercicios pasados se detallan en las cuentas anuales de los correspondientes ejercicios. El detalle correspondiente es el siguiente:

| Año Venta | Importe obtenido de la venta | Importe reinvertido | Renta acogida a la deducción | Ejercicio reinversión |
|--------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|-----------------------|
| 2011 | 4 | 4 | 2 | 2011 |
| 2012 | 1 | 1 | - | 2012 |
| 2013 | 1 | 1 | 1 | 2013 |
| 2014 | 414 | 414 | 210 | 2014 |
| Total | 420 | 420 | 213 | |

La reinversión se realizó 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.

De otra parte, las rentas acogidas al régimen fiscal de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de normativa de defensa de la competencia, Disposición Adicional 4ª del TRLIS, y las inversiones en que se materializaron en ejercicios pasados, se detallan a continuación:

| Año Venta | Importe obtenido de la venta | Importe reinvertido | Importe plusvalía | Importe plusvalía incorporada en base imponible | Importe plusvalía pendiente incorporación en base imponible |
|--------------|------------------------------|---------------------|-------------------|---|---|
| 2002 | 917 | 917 | 462 | 18 | 444 |
| 2003 | 39 | 39 | 20 | - | 20 |
| 2004 | 292 | 292 | 177 | 9 | 168 |
| 2005 | 432 | 432 | 300 | 1 | 299 |
| 2006 | 309 | 309 | 226 | - | 226 |
| 2009 | 161 | 161 | 87 | - | 87 |
| 2010 | 799 | 799 | 560 | - | 560 |
| 2011 | 450 | 450 | 394 | - | 394 |
| 2012 | 38 | 38 | 32 | - | 32 |
| TOTAL | 3.437 | 3.437 | 2.258 | 28 | 2.230 |

La reinversión se realizó en elementos patrimoniales de inmovilizado afectos a actividades económicas, habiendo sido efectuada tanto por la propia Sociedad transmitente 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 31.12.16 | | | A 31.12.15 | | |
|--|------------|-------------------|------------|--------------|-------------------|--------------|
| | Bruto | Efecto Impositivo | Neto | Bruto | Efecto Impositivo | Neto |
| Valoración activos financieros disponibles venta | 4 | (1) | 3 | 5 | (1) | 4 |
| Coberturas de flujos de efectivo | 228 | (61) | 167 | (164) | 39 | (125) |
| Diferencias de conversión | 428 | - | 428 | (320) | - | (320) |
| Ganancias y pérdidas actuariales (Nota 15) | (61) | 13 | (38) | 7 | (2) | 5 |
| Total | 609 | (49) | 560 | (472) | 36 | (436) |

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

| Impuestos diferidos de activo | Provisiones obligaciones personal | Provisiones insolvencia y otras provisiones | Créditos fiscales (1) | Diferencias amortización | Valoración activos e instrumentos financieros | Otros | Total |
|---|-----------------------------------|---|-----------------------|--------------------------|---|------------|--------------|
| A 1.1.15 | 204 | 236 | 106 | 416 | 43 | 129 | 1.134 |
| Creación/(reversión) (2) | (11) | 42 | (7) | (79) | 38 | 16 | (1) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | 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) |
| Traspasos y otros | (1) | 9 | - | - | (3) | - | 6 |
| A 31.12.15 | 179 | 258 | 93 | 328 | 67 | 145 | 1.070 |
| Creación/(reversión) | (7) | (10) | (16) | (14) | (39) | (5) | (81) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | - | - | - | - | - |
| Movimientos ligados ajustes patrimonio | 17 | - | - | - | (4) | - | 13 |
| Diferencias de conversión | 5 | 13 | 5 | 2 | (6) | (1) | 18 |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9) | - | - | - | - | - | - | - |
| Traspasos y otros (3) | (33) | (88) | (15) | (9) | 21 | (6) | (138) |
| A 31.12.16 | 161 | 165 | 67 | 307 | 39 | 133 | 872 |

- (1) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los créditos fiscales corresponden principalmente a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades del Grupo CGE que se han generado básicamente por la aplicación del 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.
- (2) En el ejercicio 2015 se incluyó la reversión de 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.
- (3) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

| Impuestos diferidos de pasivo | Diferencias amortización | Plusvalías diferidas | Valoración combinación de negocios (1) | Valoración activos e instrumentos financieros | Otros | Total |
|---|--------------------------|----------------------|--|---|-----------|--------------|
| A 1.1.15 | 1.043 | 210 | 1.448 | 8 | 81 | 2.798 |
| Creación/(reversión) | (2) | (1) | (68) | (5) | (18) | (90) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | 1 | - | 15 | - | - | 16 |
| Movimientos ligados ajustes patrimonio | (1) | - | - | (2) | - | (3) |
| Diferencias de conversión | (38) | 1 | (9) | - | 3 | (44) |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9) | (111) | - | (20) | - | (3) | (134) |
| Traspasos y otros | 2 | (1) | - | (1) | - | - |
| A 31.12.15 | 893 | 209 | 1.368 | (2) | 76 | 2.543 |
| Creación/(reversión) (2) | (119) | - | (51) | 1 | 20 | (149) |
| Combinaciones de negocio (Nota 31) | - | - | 8 | - | - | 8 |
| Movimientos ligados ajustes patrimonio | - | - | - | 20 | - | 20 |
| Diferencias de conversión | 61 | - | 6 | - | 4 | 71 |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta (Nota 9) | - | - | - | - | - | - |
| Traspasos y otros (3) | - | - | (8) | 25 | - | 16 |
| A 31.12.16 | 835 | 209 | 1.322 | 44 | 98 | 2.509 |

- (1) 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 2008 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 realizada en el ejercicio 2014 y de diversas adquisiciones previas realizadas por CGE.
- (2) Se incluye en el apartado de "Diferencias de amortización" la disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros consecuencia de la operación de fusión de Transnet mencionada anteriormente.
- (3) Incluye principalmente la baja de los saldos de Electricaribe por la desconsolidación de la participación tras la pérdida de control (Nota 8).

A 31 de diciembre de 2016 los créditos fiscales pendientes de registrar ascendían a 30 millones de euros (27 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

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 | 2010-2016 |
| Brasil | 2011-2016 |
| Colombia | 2014-2016 |
| Chile | 2013-2016 |
| Italia | 2012-2016 |
| México | 2011-2016 |
| Panamá | 2010-2016 |

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 2016, 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 el Tribunal Supremo. El importe total de dichas actas a 31 de diciembre de 2016, 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 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|---|---------------|---------------|
| Ventas de gas y acceso a redes de distribución | 11.531 | 13.904 |
| Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución | 10.108 | 10.575 |
| Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión | 1.472 | 1.445 |
| Otras ventas | 75 | 91 |
| Total | 23.184 | 26.015 |

Nota 23. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|--|---------------|---------------|
| Compras de energía | 12.782 | 15.075 |
| Servicio acceso a redes de distribución | 2.152 | 2.176 |
| Otras compras y variación de existencias | 486 | 746 |
| Total | 15.420 | 17.997 |

Nota 24. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|-----------------------------|-------------|-------------|
| Otros ingresos de gestión | 261 | 252 |
| Subvenciones de explotación | 4 | 5 |
| Total | 265 | 257 |

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 141 millones de euros (143 millones de euros en el ejercicio 2015), 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 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|--|--------------|------------|
| Sueldos y salarios | 857 | 820 |
| Costes Seguridad Social | 136 | 134 |
| Planes de aportación definida | 44 | 41 |
| Planes de prestación definida (Nota 15) | 9 | 10 |
| Trabajos realizados para el inmovilizado del grupo | (116) | (113) |
| Otros | 83 | 81 |
| Total | 1.013 | 973 |

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2016 ha sido de 19.661 y en 2015 de 21.542 y su desglose por categorías es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|-------------------------|---------------|---------------|
| Directivos | 1.477 | 1.500 |
| Mandos intermedios | 3.098 | 3.631 |
| Técnicos especializados | 5.281 | 5.769 |
| Puestos operativos | 9.805 | 10.642 |
| Total | 19.661 | 21.542 |

El número medio de personas empleadas en el curso del ejercicio con discapacidad mayor o igual al 33%, distribuido por categorías es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|-------------------------|------------|------------|
| Directivos | 7 | 6 |
| Mandos intermedios | 25 | 23 |
| Técnicos especializados | 64 | 60 |
| Puestos operativos | 164 | 174 |
| Total | 260 | 263 |

El número de empleados de Gas Natural Fenosa al término de los ejercicios 2016 y 2015 distribuido por categorías, géneros y áreas geográficas es el siguiente:

| | 2016 | | 2015 | |
|-------------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| | Hombres | Mujeres | Hombres | Mujeres |
| Directivos | 1.091 | 371 | 1.087 | 360 |
| Mandos intermedios | 2.297 | 607 | 2.402 | 648 |
| Técnicos especializados | 3.479 | 1.757 | 3.611 | 1.702 |
| Puestos operativos | 5.515 | 2.112 | 7.386 | 2.743 |
| Total | 12.382 | 4.847 | 14.486 | 5.453 |

| | 2016 | 2015 |
|-----------------|---------------|---------------|
| España | 7.452 | 7.580 |
| Resto de Europa | 1.252 | 1.210 |
| Latinoamérica | 7.612 | 10.213 |
| Resto | 913 | 958 |
| Total | 17.229 | 19.939 |

Al término del ejercicio 2016, el número de empleados de Electricaribe que no se incorpora como consecuencia de la pérdida de control (Nota 8) era de 1.478 personas.

En el cálculo del número medio de empleados 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 920 personas (1.104 personas el 31 de diciembre de 2015). Tampoco se ha tenido en cuenta el número de empleados al término del ejercicio de dichas sociedades que a 31 de diciembre de 2016 ascendería a 848 personas (1.151 personas el 31 de diciembre de 2015).

Nota 26. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|--|--------------|--------------|
| Tributos | 483 | 484 |
| Operación y mantenimiento | 372 | 361 |
| Publicidad y otros servicios comerciales | 357 | 353 |
| Deterioro por insolvencias (Nota 11) | 327 | 258 |
| Servicios profesionales y seguros | 200 | 193 |
| Servicios de construcción o mejora concesiones CINIIF 12 (Nota 24) | 141 | 143 |
| Suministros | 113 | 121 |
| Prestación de servicios a clientes | 86 | 70 |
| Arrendamientos operativos (1) | 57 | 61 |
| Otros | 331 | 316 |
| Total | 2.467 | 2.360 |

(1) En la Nota 35 se detallan los pagos mínimos no cancelables de los arrendamientos operativos.

Nota 27. Resultado enajenación de inmovilizado

Se incluye la plusvalía de 51 millones de euros por la venta de cuatro edificios de Madrid por importe de 206 millones de euros (Nota 6).

Nota 28. Otros resultados

En el ejercicio 2016 corresponde principalmente a la plusvalía antes de impuestos de 128 millones de euros por la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile) por importe de 182 millones de euros (Nota 7).

También se incluye el traspaso de las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación en Electricaribe generadas hasta el momento de su pérdida de control (Nota 8) con un impacto negativo de 38 millones de euros.

En el ejercicio 2015 correspondía 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).

Nota 29. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|--|--------------|----------------|
| Dividendos | 14 | 12 |
| Intereses | 32 | 22 |
| Otros | 85 | 106 |
| Total ingresos financieros | 131 | 140 |
| Costa de la deuda financiera | (779) | (845) |
| Gastos por intereses de pensiones | (32) | (30) |
| Otros gastos financieros | (143) | (157) |
| Total gastos financieros | (954) | (1.032) |
| Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros derivados (Nota 17) | (2) | (1) |
| Diferencias de cambio netas | - | (1) |
| Resultado financiero neto | (825) | (894) |



Nota 30. Efectivo generado en las operaciones de explotación

La composición del efectivo generado en las operaciones de explotación de 2016 y 2015 es el siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|---|----------------|----------------|
| Resultado antes de impuestos | 2.083 | 2.363 |
| Ajustes del resultado: | 2.496 | 2.599 |
| Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5, 6 y 9) | 1.759 | 1.791 |
| Otros ajustes del resultado neto: | 736 | 808 |
| Resultado financiero (Nota 9 y 29) | 825 | 918 |
| Resultado entidades valoradas método participación (Nota 7 y 9) | 98 | 3 |
| Traspaso ingresos diferidos (Nota 14) | (43) | (64) |
| Otros resultados (Nota 28) | (122) | (5) |
| Variación neta Provisiones | (76) | (91) |
| Resultado antes de impuestos de actividades interrumpidas (Nota 9) | 54 | 47 |
| Cambios en el capital corriente (excluyendo los efectos de cambios en el perímetro y diferencias de conversión): | 6 | (75) |
| Existencias | 135 | 251 |
| Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar | (316) | 228 |
| Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar | 186 | (554) |
| Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación: | (1.208) | (1.387) |
| Pago de intereses | (793) | (898) |
| Cobros de intereses | 31 | 24 |
| Cobros de dividendos | 79 | 82 |
| Pagos por impuestos sobre beneficios | (525) | (595) |
| FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION | 3.375 | 3.500 |

Nota 31. Combinaciones de negocios

Ejercicio 2016

Vayu Limited

El 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa cerró la compra del 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu), la que se enmarca en el cumplimiento del nuevo plan estratégico que contempla el crecimiento en el negocio de comercialización de energía en Europa. Esta operación complementará la posición del Grupo en los mercados europeos donde ya está presente (Francia, Italia, Bélgica, Países Bajos, Portugal, Alemania y Luxemburgo), permitirá conseguir las sinergias derivadas de ahorros por la integración y desarrollar la actividad de trading y operaciones de GNL. Vayu cuenta con una cuota de comercialización de grandes clientes industriales y comerciales de gas en Irlanda del 15%, mientras que la de comercialización de electricidad es de alrededor del 6%. El coste total de la combinación de negocios asciende a 32 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 16 millones de euros.



El detalle de los activos netos adquiridos al 31 de julio de 2016 y el fondo de comercio es el siguiente:

| | | |
|---|------------------------|------------------------|
| Coste de adquisición | 32 | |
| Valor razonable de los activos netos | 16 | |
| Fondo de comercio (Nota 5) | 16 | |
| | Valor razonable | Valor en libros |
| Inmovilizado intangible (Nota 5) | 14 | - |
| Otros activos corrientes | 12 | 12 |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes | 10 | 10 |
| TOTAL ACTIVOS | 36 | 22 |
| Pasivos por impuestos diferidos (Nota 21) | 2 | - |
| Otros pasivos corrientes | 18 | 18 |
| TOTAL PASIVOS | 20 | 18 |
| Activos netos adquiridos | 16 | 4 |
| Valor razonable de los activos netos adquiridos | 16 | |
| Precio de compra | 32 | |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida | 10 | |
| Coste de adquisición neto | 22 | |

Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2016 el impacto de la operación sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

En el proceso de asignación del precio de compra, se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance de Vayu Limited a 31 de julio de 2016. La valoración de los activos netos de Vayu Limited 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 12,1% 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 de los márgenes por cliente de electricidad y gas.

Como consecuencia del proceso de asignación, se ha procedido a contabilizar una revalorización de activos intangibles que corresponde al valor de la cartera de clientes de gas y electricidad y al valor de los contratos de adquisición de energía. Se han registrado también los pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones realizadas.

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.

El fondo de comercio provisional resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido descrito anteriormente, a los beneficios y sinergias que se prevén que surjan como consecuencia de la integración también mencionada, así como por la existencia del capital humano organizado de Vayu con gran experiencia en los mercados energéticos.



Ibereólica Cabo Leones II S.A.

El 15 de diciembre de 2015 se alcanzó un acuerdo para adquirir el 51% de la sociedad Ibereólica Cabo Leones II S.A por Gas Natural Fenosa a través de su filial Global Power Generation Chile S.p.A.. La contabilización definitiva de esta combinación de negocios se ha llevado a cabo en 2016, dado que es en este ejercicio cuando se obtiene la información clave para dicha contabilización y finaliza el plazo de doce meses desde la adquisición que establece la NIIF 3.

Cabo Leones II es un proyecto eólico de 204 MW de potencia que, en las subastas de energía de 2016, ha resultado adjudicatario de un contrato de suministro de energía al sistema de distribución de Chile por 555 Gwh anuales a partir de 2020.

Con esta adquisición Gas Natural Fenosa ha materializando su compromiso por entrar en el mercado de generación chileno,

El coste total de la combinación de negocios asciende a 11 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 3 millones de euros.

El detalle de los activos netos adquiridos al 1 de enero de 2016 y el fondo de comercio es el siguiente:

| | |
|--------------------------------------|----------|
| Coste de adquisición | 11 |
| Valor razonable de los activos netos | 8 |
| Fondo de comercio (Nota 5) | 3 |

| | Valor razonable | Valor en libros |
|---|-----------------|-----------------|
| Inmovilizado intangible (Nota 5) | 23 | 1 |
| TOTAL ACTIVOS | 23 | 1 |
| Pasivo por impuesto diferido (Nota 21) | 6 | - |
| Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar | 1 | 1 |
| TOTAL PASIVOS | 7 | 1 |
| Activos netos adquiridos | 16 | - |
| Participaciones no dominantes (Nota 13) | 8 | - |
| Valor razonable de los activos netos adquiridos | 8 | - |
| Precio de compra | 11 | - |
| Efectivo y otros activos líquidos equivalentes en la filial adquirida | - | - |
| Coste de adquisición neto | 11 | - |

En el proceso de asignación del precio de compra, se han identificado los activos susceptibles de ser revalorizados a partir del balance de Ibereólica Cabo Leones II S.A. a 1 de enero de 2016, correspondientes a activos intangibles representados por el valor de las autorizaciones necesarias para la explotación del parque. Se han registrado también los pasivos por impuestos diferidos correspondientes a la revalorización realizada.

La valoración de dichos activos netos de Ibereólica Cabo Leones II S.A. 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 9,2% 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 energía en el mercado Chileno, así como las horas de viento estimadas durante el periodo de vida útil de la instalación.

Otras adquisiciones

En el mes de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ha adquirido, a través de GPG, el 100% de las sociedades Inca de Varas I, S.A. e Inca de Varas II, S.A., por un importe inicial de 1 millón de euros, correspondiente básicamente al inmovilizado intangible. Estas sociedades están iniciando el desarrollo de una instalación de generación solar fotovoltaica en Chile de 120 MW.

Por otro lado, en el mes de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ha adquirido, a través de GPG el 85% de las sociedades Sobral I Solar Energia SPE Ltda. y Sertao I Solar Energia SPE Ltda., por un importe conjunto de 1 millón de euros correspondiente básicamente al inmovilizado intangible. Estas sociedades están iniciando el desarrollo básicamente de dos instalaciones de generación solar fotovoltaica en Brasil con una potencia conjunta de 60 MW.

Si dichas operaciones hubieran tenido lugar el 1 de enero de 2016 el impacto de las operaciones sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidado no hubiera sido significativo.

La contabilización de todas estas combinaciones de negocios 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 2016, los pagos por inversiones en empresas, netos de efectivo y equivalentes adquiridos han ascendido a 331 millones de euros, principalmente por las adquisiciones de Gas Natural Chile, S.A. (Nota 9) y Vayu Limited.

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 utilizó 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 calculó 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 ascendió 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 | |

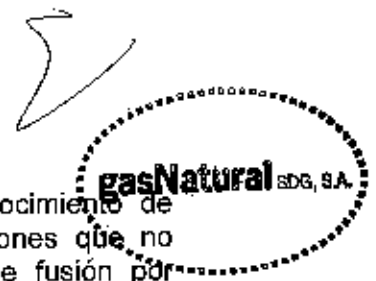
El importe del resultado neto consolidado del periodo aportado desde la fecha de adquisición ascendió a 1 millón de euros de beneficio. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el ebitda del periodo se habría incrementado en 28 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 identificaron 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 realizó, básicamente, de acuerdo con la siguiente metodología:

- El negocio se valoró 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 fueron 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 basaron 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 procedió a contabilizar una revalorización de activos intangibles que correspondía 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 tenían efecto fiscal. En diciembre de 2015 se inició 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 adquirió 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 hubiera 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 trató 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 fue 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 que estaba participada conjuntamente con otro socio al 50%, que operaba la central de ciclo combinado del campo de Gibraltar de 800 MW, escindió 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 consideró 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 coincidía con el valor razonable del negocio adquirido (Genroque, S.L.) la operación no generó 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. aprobó 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 definitiva en 2016 sin cambios respecto la contabilización provisional de 2015.

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

Nota 32. Acuerdos de concesión de servicios

Gas Natural Fenosa gestiona diversas concesiones que contienen disposiciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, así como obligaciones de conexión y de suministro de energía durante el periodo de concesión, de acuerdo con la normativa de aplicación (Nota 2). A continuación se detalla el periodo de concesión y el periodo restante hasta el vencimiento de las concesiones que no tienen carácter indefinido:

| Empresa | Actividad | País | Periodo de Concesión | Periodo restante Inicial |
|--|---------------------------------------|------------|----------------------------|--------------------------|
| Gas Natural BAN, S.A. | Distribución de gas | Argentina | 35 (prorrogables 10) | 11 |
| Energía San Juan S.A. | Distribución de electricidad (CGE) | Argentina | 60 | 40 |
| Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A., Cag Rio, S.A. y Gas Natural Sao Paulo Sul, S.A. | Distribución de gas | Brasil | 30 (prorrogables 20/30) | 11-14 |
| 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) | 31 |
| Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. y Unión Fenosa Generadora Totillo, S.A. | Generación de electricidad | Costa Rica | 20 | 8-14 |
| Gas Natural Fenosa Generación S.L.U., S.A. y Gas Natural Fenosa Renovables, S.L. | Generación hidráulica de electricidad | España | 14-65 | 6-47 |
| Gas Natural Distribuzione SpA, Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L., Favallato Refi Gas, S.R.L. y Cilento Refi Gas, S.R.L. | Distribución de gas | Italia | 11-30 | 22 |
| Gas Natural México S.A. de C.V. y Comercializadora Metrogas S.A. de C.V. | Distribución de gas | México | 30 (prorrogables 15) | 11-22 |
| Europe Maghreb Pipeline Ltd | Transporte de gas | Marruecos | 25 (prorrogables) | 5 |
| Red Unión Fenosa, S.A. | Distribución de electricidad | Moldavia | 25 (prorrogable) | 9 |
| Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A. | Distribución de electricidad | Panamá | 15 | 12 |
| Gas Natural Perú, S.A. | Distribución de gas | Perú | 20 años prorrogables | 18 |

Como se indica en la Nota 3.3.3.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, Italia y Perú, 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 3.3.4.b) se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. En estas concesiones se continúan registrando los activos en el epígrafe de "Inmovilizado material".



Nota 33. Información de las operaciones con partes vinculadas

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

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

Atendiendo a esta definición, los accionistas significativos de Gas Natural Fenosa son Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa"), Repsol, S.A. (Repsol) y Global Infrastructure Partners III (GIP) y sociedades relacionadas.

- 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 34.
- 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) | 2016 | | | | 2015 | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------------|
| | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo | GIP (*) | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo |
| | "la Caixa" | Repsol | | | "la Caixa" | Repsol | |
| Gastos financieros | 2.799 | - | - | 100 | 3.532 | - | 336 |
| Amendamientos | - | - | - | 5 | - | - | 2 |
| Recepción de servicios | 15.160 | 8.853 | - | 25.954 | 14.000 | 5.148 | 32.229 |
| Compra de bienes | - | 236.845 | - | 300.478 | - | 292.762 | 381.294 |
| Otros gastos (1) | 24.541 | - | - | - | 28.705 | - | - |
| Total gastos | 42.500 | 245.698 | - | 326.637 | 46.248 | 287.910 | 423.851 |
| Ingresos financieros | 247 | - | - | 416 | 2.040 | - | 984 |
| Arrendamientos | - | - | - | - | - | - | - |
| Prestación de servicios | 482 | 1.363 | - | 22.079 | 561 | 374 | 24.618 |
| Venta de bienes (terminados o en curso) | 1.243 | 694.196 | - | 44.240 | - | 878.022 | 82.186 |
| Otros ingresos | - | - | - | 2.007 | - | - | 2.007 |
| Total Ingresos | 1.952 | 695.559 | - | 88.741 | 2.601 | 878.396 | 89.806 |

| Otras transacciones (en miles de euros) | 2016 | | | | 2015 | | |
|--|----------------------------|---------|----------------------|---------|----------------------------|---------|----------------------|
| | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo | GIP (*) | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo |
| | "la Caixa" | Repsol | | | "la Caixa" | Repsol | |
| Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (2) | - | 424.651 | - | - | - | 74.209 | - |
| Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (3) | 513.062 | - | - | 11.211 | 779.317 | - | 12.639 |
| Venta de activos materiales, Intangibles u otros activos (4) | 274.528 | - | - | - | 458.355 | - | - |
| Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (5) | 123.316 | - | - | - | 205.384 | - | - |
| Garantías y avales recibidos | 100.000 | - | - | - | 201.667 | - | - |
| Dividendos y otros beneficios distribuidos | 424.823 | 367.291 | 88.045 | - | 311.718 | 273.873 | - |
| Otras operaciones (6) | 480.720 | - | - | - | 1.053.762 | - | - |

| Deudores y acreedores comerciales (en miles de euros) | 2016 | | | 2015 | | |
|--|-------------------------------|--------|-------------------------|-------------------------------|---------|-------------------------|
| | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo | Accionistas significativos | | Sociedades del grupo |
| | "la Caixa" | Repsol | | "la Caixa" | Repsol | |
| Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar | - | 77.381 | - | - | 138.048 | 24.585 |
| Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar | - | 20.828 | - | 30.351 | 11.916 | 31.519 |

(*) Desde el 21 de septiembre de 2016.

- (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 GLP conforme el acuerdo firmado el 30 de septiembre de 2015 con Repsol Butano, que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, y que se materializa según se van obteniendo las preceptivas autorizaciones administrativas.
- (3) Incluye tesorería y otros activos líquidos equivalentes.
- (4) Incluye básicamente las cesiones de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con "la Caixa" realizadas durante cada uno de los ejercicios.
- (5) A 31 de diciembre de 2016 las líneas de crédito contratadas con "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros (569.000 miles de euros a 31 de diciembre de 2015), de las que no se había dispuesto ningún importe. Adicionalmente, "la Caixa" mantiene participaciones en otros préstamos por 123.316 miles de euros. A 31 de diciembre de 2015 mantenía participaciones en otros préstamos por 205.384 miles de euros.
- (6) A 31 de diciembre de 2016 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con "la Caixa" 348.962 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (771.746 miles de euros a 31 de diciembre de 2015) y 131.758 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (282.016 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).

Nota 34. 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 5 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 4.573 miles de euros (4.205 miles de euros en el ejercicio 2015), según el siguiente detalle expresado en euros:

| | Cargo | Consejo | CE | CA | CNyR | Total |
|---|------------------------|------------------|------------------|----------------|---------------|------------------|
| D. Isidro Fainé Casas ¹ | Presidente | 290.500 | 200.000 | - | - | 490.500 |
| D. Salvador Gabarró Serra ² | Presidente | 400.000 | 400.000 | - | - | 800.000 |
| D. Josu Jon Imaz San Miguel ³ | Vicepresidente Primero | 48.000 | 48.000 | - | - | 96.000 |
| D. Antonio Enrafau Niubó ⁴ | Vicepresidente | 92.000 | - | - | 18.182 | 110.182 |
| D. William Alan Woodburn ³ | Vicepresidente Segundo | 46.000 | 46.000 | - | 9.091 | 101.091 |
| D. Rafael Villaseca Marco | Consejero Delegado | 126.500 | 126.500 | - | - | 253.000 |
| D. Ramón Adelt Ramón | Vocal | 126.500 | 126.600 | 40.000 | - | 293.000 |
| D. Enrique Alcántara-García Irazoqui | Vocal | 126.500 | 92.000 | 14.545 | - | 233.045 |
| D. Xabier Alzoveros Trías de Bes | Vocal | 126.500 | - | 14.545 | - | 141.045 |
| D. Marcelino Armenter Vidal ³ | Vocal | 46.000 | 46.000 | - | - | 92.000 |
| D. Mario Armero Montes ³ | Vocal | 46.000 | - | - | - | 46.000 |
| D. Francisco Belli Creixell | Vocal | 126.500 | 46.000 | 28.091 | 9.091 | 210.682 |
| D. Demetrio Carceller Arce ⁴ | Vocal | 92.000 | 92.000 | - | - | 184.000 |
| Dña. Benita María Ferrero-Waldner | Vocal | 126.500 | 80.500 | - | - | 207.000 |
| D. Alejandro García-Bragado Dalmau ³ | Vocal | 46.000 | - | - | 9.091 | 55.091 |
| Dña. Cristina Garmendia Mendizábal | Vocal | 126.500 | - | 14.545 | 25.000 | 166.045 |
| Dña. Helena Harnero Starkle ⁵ | Vocal | 80.500 | - | 14.545 | - | 95.045 |
| D. Emilliano López Achurra ⁶ | Vocal | 46.000 | 46.000 | - | - | 92.000 |
| D. Miguel Martínez San Martín | Vocal | 126.500 | 126.500 | - | 9.091 | 262.091 |
| D. Heribert Padrol Munté ⁴ | Vocal | 92.000 | - | - | - | 92.000 |
| D. Rajaram Rao ⁸ | Vocal | 46.000 | 46.000 | 14.545 | - | 106.545 |
| D. Juan Rosell Lastortras ⁴ | Vocal | 92.000 | 92.000 | - | - | 184.000 |
| D. Luis Suárez de Lezo Mantilla | Vocal | 126.500 | - | 40.000 | - | 166.500 |
| D. Miguel Valls Maseda ⁴ | Vocal | 82.000 | - | - | 18.182 | 110.182 |
| | | 2.681.500 | 1.612.000 | 181.816 | 97.728 | 4.573.044 |

¹ Desde el 21 de septiembre de 2016, con anterioridad a esta fecha era Vocal del Consejo de Administración.

² Hasta el 21 de septiembre de 2016. El 30 de septiembre de 2016 es nombrado Presidente de Honor sin retribución.

³ Desde el 21 de septiembre de 2018.

⁴ Hasta el 21 de septiembre de 2016.

⁵ Desde el 4 de mayo de 2018.

⁶ Hasta el 4 de mayo de 2018.

En el ejercicio 2016, al igual que en 2015, no se han percibido importes por otros conceptos.

En el ejercicio 2016 el Consejero Delegado ha percibido por su pertenencia al Consejo de Administración de la sociedad participada CGE un importe de 57 miles de euros (85 miles de euros en 2015). 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 1.212 miles de euros, 1.002 miles de euros, 860 miles de euros y 8 miles de euros en el ejercicio 2016 (1.142 miles de euros, 1.054 miles de euros, 883 miles de euros y 8 miles de euros en el ejercicio 2015).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 328 miles de euros en el ejercicio 2016 (315 miles de euros en el ejercicio 2015). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 3.241 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (2.930 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).

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. En el ejercicio 2016, el importe de la prima satisfecha por Gas Natural SDG, S.A. con respecto a la totalidad de la póliza ha ascendido a 101 miles de euros.

El contrato del Consejero Delegado fue modificado en octubre de 2016 suprimiéndose la cláusula de extinción del contrato por cambio relevante en el accionariado de Gas Natural Fenosa y extendiendo su duración a todo su vigente mandato como Consejero de la compañía.

Contiene un pacto de preaviso por parte del Consejero Delegado de seis meses salvo caso de fuerza mayor, un pacto de exclusividad durante el ejercicio de las funciones y un pacto de confidencialidad, tanto durante la vigencia del contrato como una vez extinguido el mismo.

El contrato del Consejero Delegado establece una indemnización por importe de tres anualidades de la retribución total a la fecha de la modificación contractual 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 Gas Natural SDG, S.A., por decisión del Consejero Delegado o por finalización del contrato. Adicionalmente y en concepto de pacto no competencia post-contractual durante un año se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución total.

El contrato prevé la obligación de que la Compañía tenga suscrita una póliza de seguro de responsabilidad civil.

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 2016 y 2015, 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.

Durante 2016 un total de 11 personas han formado parte del Comité de Dirección, habiéndose producido una baja en el mes de abril.

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 4.827 miles de euros, 2.553 miles de euros, 1.945 miles de euros y 120 miles de euros en el ejercicio 2016 (4.962 miles de euros, 2.528 miles de euros, 1.982 miles de euros y 112 miles de euros en el ejercicio 2015).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 2.389 miles de euros en el ejercicio 2016 (2.428 miles de euros en el ejercicio 2015). El importe de los fondos acumulados por estas aportaciones asciende a 22.121 miles de euros a 31 de diciembre de 2016 (24.955 miles de euros a 31 de diciembre de 2015).

El personal directivo no ha percibido remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, ni tiene concedidos créditos. El importe de los anticipos concedidos al personal directivo a 31 de diciembre de 2016 asciende a 175 miles de euros. A 31 de diciembre de 2015 no se habían concedido anticipos al personal directivo. No se han percibido indemnizaciones ni en 2016 ni 2015.

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 35. Compromisos y pasivos contingentes

Garantías

A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por importe de 1.332 millones de euros (1.368 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Por otro lado, también tenía concedidos avales financieros por un total de 607 millones de euros (348 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), de los cuales 126 millones de euros corresponderían a la garantía del cumplimiento de las obligaciones de préstamos recibidos por sociedades participadas (138 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Gas Natural Fenosa estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2016, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales prestados, no serían significativos.



Compromisos contractuales

Las siguientes tablas presentan los compromisos contractuales de adquisición y de venta a 31 de diciembre de 2016:

| Adquisición | A 31 de diciembre de 2016 | | | | | | |
|---|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | Total | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | y siguientes |
| Compra de energía (1) | 81.084 | 7.474 | 7.191 | 7.285 | 7.174 | 5.818 | 48.152 |
| Transporte de energía (2) | 4.178 | 438 | 458 | 389 | 381 | 364 | 2.135 |
| Inversión (3) | 538 | 532 | 1 | 2 | - | 1 | - |
| Arrendamientos operativos (4) | 217 | 88 | 22 | 17 | 15 | 15 | 62 |
| Compras de combustible nuclear | 34 | 15 | 19 | - | - | - | - |
| Total obligaciones contractuales | 86.057 | 8.646 | 7.691 | 7.693 | 7.580 | 6.198 | 48.349 |

| Venta | A 31 de diciembre de 2016 | | | | | | |
|---|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | Total | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | y siguientes |
| Ventas de energía (5) | 18.768 | 3.345 | 3.096 | 1.638 | 1.570 | 1.472 | 7.847 |
| Prestación servicios por cesión capacidad (6) | 4.115 | 285 | 285 | 283 | 333 | 289 | 2.650 |
| Total obligaciones contractuales | 22.883 | 3.630 | 3.361 | 1.921 | 1.903 | 1.771 | 10.297 |

- 1) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para comprar gas natural bajo los contratos de suministro de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para "uso propio" (Nota 3.3.7.3). Normalmente dichos contratos tienen un plazo de 20 a 25 años, una cantidad mínima de gas a comprar y mecanismos de revisión de precios indexados a precios internacionales de gas natural y precios de gas natural en los países de destino. Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2016.

También incluye los compromisos a largo plazo para comprar energía eléctrica, calculados en base a los precios a 31 de diciembre de 2016.

- 2) Recoge 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 2016. Asimismo, incluye los costes operativos asociados a los contratos de fletamento de buques de transporte de gas en régimen de arrendamiento financiero, tanto de los seis buques que están en operación (Nota 18), como de los dos buques en construcción (Nota 6), cuya entrada esta prevista en el ejercicio 2017.
- 3) Refleja básicamente los compromisos de inversión por la construcción de dos buques de transporte de gas cuya entrada está prevista en el ejercicio 2017 (Nota 6), por la construcción de nuevas instalaciones de generación eléctrica y por el desarrollo de la red de distribución de electricidad.
- 4) Refleja principalmente los compromisos por arrendamientos operativos de buques, que vencen en 2017, así como los compromisos por arrendamientos de edificios.

Se incluye el alquiler del edificio "Torre del Gas", propiedad de Torre Marenostrum, 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 2006, prorrogado a valor de mercado durante este ejercicio 2016 por tres años, puesto que el contrato establece prórrogas a valor de mercado por periodos sucesivos de tres años con carácter potestativo para Gas Natural Fenosa y con carácter obligatorio para Torre Marenostrum, S.L.

Adicionalmente, incluye los arrendamientos operativos sin opción de compra formalizados en diciembre de 2016 de cuatro inmuebles en Madrid (Avenida San Luis 77, Antonio López 193, A Canto 11-13 y Avenida América 38) por un

periodo de diez años que, salvo en el caso de Avenida América 38, son prorrogables por cinco años más (Nota 6).

- 5) Refleja básicamente los compromisos a largo plazo para vender gas natural bajo los contratos de ventas de gas con cláusulas *take or pay* negociados y mantenidos para "uso propio" (Nota 3.3.7.3). Se han calculado en base a los precios de gas natural a 31 de diciembre de 2016.
- 6) Refleja los compromisos de prestación de servicios por los contratos de cesión de capacidad de generación eléctrica en México (Nota 3.3.19). Los compromisos según dichos contratos se han calculado en base a los precios a 31 de diciembre 2016.

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 Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG., sociedad participada en un 54,2% por Gas Natural Fenosa. 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, incluyendo intereses, ascendía a 386 millones de reales brasileños (111 millones de euros). En noviembre de 2015 el mencionado Tribunal de primera instancia dictó una sentencia estimando parcialmente el recurso de CEG, reduciendo el importe total hasta 260 millones de reales brasileños (75 millones de euros). Esta reducción del importe de la contingencia no será definitiva hasta que se agoten las posibles vías de recurso, cuya duración aproximada se estima preliminarmente en otros cuatro años. 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.

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 Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste S.A. y a Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí S.A. (Edemet y Edechi), sociedades participadas en un 51,0% por Gas Natural Fenosa, 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 resolvió el recurso condenando a Edemet y a Edechi a un pago de 21 millones de dólares (19 millones de euros). En marzo de 2016 la Sala Primera de lo Civil de la Corte Suprema de Justicia de Panamá comunicó la correspondiente sentencia reduciendo el importe a pagar a 2,5 millones de dólares (2 millones de euros). Por su



parte, los demandantes han interpuesto un recurso de reconsideración contra esta nueva cuantificación de los daños y perjuicios.

Arbitraje Qatar Gas

En mayo de 2015, Gas Natural Fenosa inició un procedimiento arbitral contra Qatar Liquefied Gas Company Limited con el fin de que, entre otros aspectos, se fijaran los precios para los suministros de gas que recibe de dicha compañía. Gas Natural Fenosa ha solicitado una rebaja de precio y el suministrador un aumento. Las partes han presentado sus escritos de reclamación durante 2016.

Unión Fenosa Gas

Desde 2014, Egyptian Natural Gas Holding (EGAS), empresa pública egipcia, dejó de suministrar gas a Unión Fenosa Gas, sociedad participada en un 50% por Gas Natural Fenosa, y dejó de pagar el canon de uso de la planta de licuefacción de Damietta. Ello ha provocado que, por un lado, Unión Fenosa Gas haya reclamado en sede arbitral contra dicho suministrador y contra Egipto y, por otro, haya reducido los suministros a su principal cliente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U., sociedad participada en un 100% por Gas Natural Fenosa, lo que ha motivado que se hayan iniciado distintos procedimientos entre esta sociedad y Unión Fenosa Gas.

Gas Natural Fenosa considera que no se derivarán pasivos significativos por los riesgos descritos en esta Nota.

Nota 36. Honorarios auditores de cuentas

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

| | Miles de euros | |
|---|----------------|--------------|
| | 2016 | 2015 |
| Servicios de auditoría | 3.846 | 3.854 |
| Servicios de verificación y relacionados con la auditoría | 888 | 877 |
| Otros servicios | 233 | 22 |
| Total honorarios | 4.967 | 4.753 |

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

| | Miles de euros | |
|---|----------------|--------------|
| | 2016 | 2015 |
| Servicios de auditoría | 2.307 | 1.686 |
| Servicios de verificación y relacionados con la auditoría | - | 32 |
| Otros servicios | 336 | 96 |
| Total honorarios | 2.643 | 1.814 |

Nota 37. Medio Ambiente



Actuaciones ambientales

Las principales líneas de actuación de Gas Natural Fenosa se han desarrollado 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 han mantenido las medidas para compatibilizar el desarrollo energético con la protección del medioambiente. Entre las actuaciones de ámbito general, se ha impulsado 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 2016 se ha alcanzado la certificación del sistema de gestión ambiental de parte de la actividad de distribución de electricidad en Chile. Así mismo, se ha avanzado en el proceso de adaptación de la gestión ambiental del resto de actividades de Chile con el objeto de homogeneizarlas con el resto de la compañía.

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 2016 se han registrado reducciones significativas en materia de emisiones directas de CO₂ con respecto a 2015, como consecuencia de una menor producción de la generación de carbón en España en beneficio de la generación menos emisora. Como consecuencia de ello, se ha reducido significativamente la emisión específica por unidad de energía generada con respecto a 2015. En cuanto a los valores de emisión de otras sustancias, se ha producido igualmente una reducción de las emisiones por la menor generación térmica en España.

En el ejercicio 2016, 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 ha avanzado durante 2016 en su estrategia 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. Dentro del compromiso con el entorno y con la gestión eficiente de los recursos naturales, durante 2016 Gas Natural Fenosa ha iniciado los trabajos para ordenar en 2017 las líneas de actuación en materia de economía circular en las que trabaja desde hace tiempo.



Las actuaciones ambientales realizadas en el ejercicio 2016 han alcanzado un total de 91 millones de euros (95 millones de euros en el ejercicio 2015), de los que 21 millones de euros corresponden a inversiones ambientales y 70 millones de euros a gastos incurridos en la gestión ambiental de las instalaciones. Entre estas actuaciones cabe destacar las relativas a la mejora de la seguridad de centrales nucleares, de los sistemas de combustión en centrales térmicas, a la mejora de las instalaciones de generación hidráulica y a la mejora de la red de distribución de gas 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 2016 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 10,4 millones de toneladas de CO₂ (13,6 millones de toneladas de CO₂ en 2015).

Gas Natural Fenosa desarrolla cada año una estrategia para gestionar su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂, adquiriendo los mismos a través de su participación activa tanto en el mercado primario, como en el secundario. Además, tiene una inversión comprometida de aproximadamente 1 millón de euros en proyectos primarios y fondos de carbono, para el aprovisionamiento de créditos de emisión.

En 2014, el grupo creó 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. Asimismo, Gas Natural Fenosa ofrece a sus clientes la posibilidad de neutralizar las emisiones equivalentes a su consumo, ofreciendo la gestión del CO₂ como producto de valor añadido.

Nota 38. Acontecimientos posteriores al cierre

Con fecha 11 de enero de 2017 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos por un importe de 1.000 millones de euros y vencimiento en enero de 2027, con un cupón anual del 1,375%.

ANEXO I Sociedades de Gas Natural Fenosa

1. Sociedades dependientes

| Sociedad | País | Actividad | Método de Consolidación (1) | % Participación Total | |
|---|-----------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|-------------|
| | | | | Central (2) | Patrimonial |
| Gas Natural BAM, S.A. | Argentina | Distribución de gas | I.G. | 70,0 | 70,0 |
| Ceg Rio, S.A. | Brazil | Distribución de gas | I.G. | 59,6 | 59,6 |
| Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, S.A. | Brazil | Distribución de gas | I.G. | 54,2 | 54,2 |
| Gas Natural Seo Paulo Sul, S.A. | Brazil | 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. | 82,2 | 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 | 69,1 |
| Gas Galicia SDG, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 68,5 | 68,5 |
| Gas Natural Andalucía, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Aragón SDG, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Baleara, 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 Cataluña SDG, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Cegas, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 99,7 | 99,7 |
| Gas Natural Redes Distribución 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 Redes GLP, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Rioja, S.A. | España | Distribución de gas | I.G. | 97,5 | 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 |
| Madgla, S.P.A. | Italia | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Comercializadora Metrogas, S.A. de CV (5) | México | Distribución de gas | I.G. | 85,0 | 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 |
| Unión Fenosa Distribución, S.A. | España | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Fumizare Energía, 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 |





| | | | | | |
|---|-------------|--|------|-------|-------|
| Empresas de Distribución Eléctrica Chiqui, S.A. | Panamá | Distribución de electricidad | I.G. | 51,0 | 51,0 |
| Empresa de Distribución Eléctrica Maro Costa, S.A. | Panamá | Distribución de electricidad | I.G. | 51,0 | 51,0 |
| Gas Natural Almasanamientos 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. | 83,9 | 83,9 |
| 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 |
| Mistragaz, 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 | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Servicos, S.A. | Brasil | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Serviconfort Colombia, S.A.S. | Colombia | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2) | México | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 85,0 |
| Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A. | España | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa LNG, S.L. | España | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Sagane, S.A. | España | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Europe, S.A.S. | Francia | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa LNG GOM Limited | Irlanda | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa LNG International Ltd | Irlanda | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa LNG Marketing Ltd | Irlanda | Comercialización de gas | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Gas Natural Vendita Italia, S.P.A. | Italia | 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 |
| Gas Natural Comercializados, 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 |
| Vayu Energy B.V. | Holanda | Comercialización de gas y electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Vayu Energy, Ltd | Irlanda | Comercialización de gas y electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Vayu Ltd | Irlanda | Comercialización de gas y electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |

| | | | | | |
|---|-------------|--|------|-------|-------|
| Vayu Energy, Ltd (UK) | Reino Unido | Comercialización de gas y electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Berrybank Development Pty, Ltd | Australia | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 72,7 |
| Crookwell Development Pty, Ltd | Australia | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 72,7 |
| Ryan Corner Development Pty, Ltd | Australia | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 72,7 |
| Sertão i Solar Energia, SPE, Ltda | Brasil | Generación de Electricidad | I.G. | 86,0 | 83,8 |
| Sobral i Solar Energia, SPE, Ltda | Brasil | Generación de Electricidad | I.G. | 86,0 | 83,8 |
| Iberdrola Cabo Leones II, S.A. | Chile | Generación de Electricidad | I.G. | 51,0 | 38,3 |
| Inca de Varas I | Chile | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 76,0 |
| Inca de Varas II | Chile | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 75,0 |
| Hidroeléctrica Río San Juan S.A.S. ESP | Colombia | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 75,0 |
| Almar Cos, 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 Torito, S.A. | Costa Rica | Generación de Electricidad | I.G. | 65,0 | 48,8 |
| Boreas Eólica 2, S.A. | Costa Rica | Generación de Electricidad | I.G. | 39,8 | 88,6 |
| Corporación Eólica de Zaragoza, S.L | España | Generación de Electricidad | I.G. | 68,0 | 88,0 |
| Energías Ambientales de Somoza, 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 |
| Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L | España | Generación de Electricidad | I.G. | 75,0 | 76,0 |
| 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 |
| Global Power Generation, S.A. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 76,0 | 76,0 |
| J.G.C. Cogeneración Daimiel, S.L | España | Generación de Electricidad | I.G. | 97,6 | 97,6 |
| P.E. El Hierro, S.L. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 96,0 | 96,0 |
| P.E. Montañana, S.L. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 96,0 | 96,0 |
| P.E. Nares, S.L. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 96,0 | 96,0 |
| P.E. Penaroldana, S.L | España | Generación de Electricidad | I.G. | 96,0 | 96,0 |
| Sociedad de Tratamiento Homijos, S.L., en liquidación | España | Generación de Electricidad | I.G. | 94,4 | 94,4 |
| Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L., en liquidación | España | Generación de Electricidad | I.G. | 80,0 | 80,0 |
| Sociedad Parque Eólico Mourfios, S.L.U. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Sociedad Eólica de l'Endemrocada, S.A. | España | Generación de Electricidad | I.G. | 80,0 | 80,0 |



| | | | | |
|---|-----------------|----------------------------|------|-------|
| Tratamiento Cincos Medio, S.L. en liquidación | España | Generación de Electricidad | I.G. | 80,0 |
| Tratamiento de Almazán, S.L. en liquidación | España | Generación de Electricidad | I.G. | 90,0 |
| Iberdrola Power Ltd. | Kenia | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Fuerza y Energía Bii Hoxo, S.A. de C.V. | México | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. | México | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V. | México | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V. | México | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V. | México | Generación de Electricidad | I.G. | 100,0 |
| Energía y Servicios de Panamá, S.A. | Panamá | Generación de Electricidad | I.G. | 39,3 |
| Generaciónes Palamara La Vega, S.A. | Rep. Dominicana | Generación de Electricidad | I.G. | 75,0 |
| Lígnitos de Maritama, S.A. | España | Minería | I.G. | 100,0 |
| Kangra Coal (Proprietary), Ltd. | Sudáfrica | Minería | I.G. | 70,0 |
| Weigoldacht Exploration Company, Ltd | Sudáfrica | Minería | I.G. | 70,0 |
| Gas Natural Informática, S.A. | España | Servicios Informáticos | I.G. | 100,0 |
| United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC | Arabia Saudí | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Engineering Brazil, S.A. | Brasil | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.S. | Colombia | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A.S. | Colombia | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A. | Costa Rica | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A. | Costa Rica | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Soluziona Technical Services, Lda. En liquidación | Egipto | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Engineering, S.L. | España | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.L. | España | Servicios Ingeniería | I.G. | 76,0 |
| Operación y Mantenimiento Energy, S.A. | España | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen., S.A. | Guatemala | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Spanish Israeli Operation and Maintenance Company, Ltd. | Israel | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería México, S.A. de C.V. | México | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Gen. México, S.A. de C.V. | México | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| GPG Energía México, S.A. de C.V. | México | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Operación y Mantenimiento Energy Mexico, S.A. de C.V. | México | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Unión Fenosa Operación México S.A. de C.V. | México | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Gas Natural Fenosa Engineering Panamá, S.A. | Panamá | Servicios Ingeniería | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Fenosa Technology INC | Puerto Rico | Servicios Ingeniería | I.G. | 76,0 |
| Operations & Maintenance Energy Uganda Ltd | Uganda | Servicios Ingeniería | I.G. | 75,0 |
| Natural Re, S.A. | Luxemburgo | Seguros | I.G. | 100,0 |
| Gas Natural Capital Markets, S.A. | España | Servicios financieros | I.G. | 100,0 |
| Unión Fenosa Financiación, S.A. | España | Servicios financieros | I.G. | 100,0 |



| | | | | | |
|--|-----------------|-----------------------|------|-------|-------|
| Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. | España | 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, DAC. | 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. | 59,0 | 100,0 |
| Ante 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 EGAP, S.A. de C.V. | México | Servicios | I.G. | 100,0 | 100,0 |
| Administradora de Servicios de Energía México, S.A. de CV (S) | México | Servicios | I.G. | 85,0 | 85,0 |
| Energía y Confort Administración de Personal, S.A. de C.V. (S) | México | Servicios | I.G. | 86,3 | 86,3 |
| Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V. (S) | 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 |
| Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. | Australia | Sociedad de cartera | I.G. | 87,0 | 72,7 |
| Global Power Generation Chile, S.p.A. | Chile | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 75,0 |
| Gas Natural Distribución Latinoamerica, 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 | 75,0 |
| GPG México Wind, B.V. | Holanda | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 75,0 |
| GPG México, B.V. | Holanda | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 75,0 |
| Buenenergía Gas & Power, Ltd. | Islas Cayman | Sociedad de cartera | I.G. | 95,0 | 71,3 |



| | | | | | |
|---|-----------|------------------------------|------|-------|-------|
| Frist Independent Power (Kenya), 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 | 76,0 |
| 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 | Distribución de electricidad | I.G. | 97,2 | 97,2 |
| Agua Negra S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Energía San Juan S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Internacional Financial Investments S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Los Andes Huarpes S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | I.G. | 98,0 | 95,3 |
| CGE Argentina S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| CGE Distribución S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 99,3 | 85,8 |
| CGE Magallanes S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 89,8 | 97,1 |
| Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 98,3 | 98,8 |
| Emel Norte S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 96,2 | 85,5 |
| Emelot Inversiones S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 88,4 | 94,0 |
| Empresa de Transmisión Eléctrica Transanal S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 100,0 | 93,0 |
| Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 92,7 | 86,3 |
| Empresa Eléctrica de Arica S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 94,2 | 86,9 |
| Empresa Eléctrica de Atacama S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 98,4 | 95,0 |
| Empresa Eléctrica de Iquique S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 88,6 | 94,2 |
| Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. | Chile | Distribución de electricidad | I.G. | 65,2 | 53,8 |
| Comercial & Logística General S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Energy Sur Ingeniería, S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 55,0 | 59,5 |
| Inversiones San Sebastián S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 55,6 |
| Inversiones y Gestión S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Novamat S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Sociedad de Computación Binera S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| Transformadores Tusan S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 97,2 |
| TV Red S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 80,0 | 48,3 |
| CGE Gas Natural, S.A. | Chile | Sociedad de cartera | I.G. | 97,4 | 97,4 |
| Aprovisionadora Global de Energía, S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 60,2 | 55,8 |
| Gas Sur S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 92,0 |

| | | | | | |
|---|--------------|-------------------------|------|-------|-------|
| Innergy Holdings S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 60,0 | 55,2 |
| Innergy Soluciones Energéticas S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 55,2 |
| Innergy Transportes S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 100,0 | 55,2 |
| Metrogas S.A. | Chile | Distribución de gas | I.G. | 60,2 | 55,8 |
| Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. | Argentina | Infraestructuras de gas | I.G. | 56,7 | 52,2 |
| Gasoducto del Pacífico S.A. | Chile | Infraestructuras de gas | I.G. | 60,0 | 52,2 |
| Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. | Islas Cayman | Infraestructuras de gas | I.G. | 56,7 | 52,2 |
| Centrogas S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 55,8 |
| Empresa Chilena de Gas Natural S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 55,8 |
| Financiamiento Doméstico S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 98,8 | 55,8 |
| GN Holding Argentina Comercializadora, S.A. | Argentina | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 92,0 |
| Gas Natural Chile, S.A. | Chile | Sociedad de cartera | I.G. | 94,5 | 92,0 |
| GN Holding Argentina, S.A. | Chile | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 92,0 |
| Sociedad Inversiones Atlántico S.A. | Chile | Sociedad de cartera | I.G. | 100,0 | 92,0 |
| CGE Servicios, S.A. | Chile | Servicios | I.G. | 100,0 | 100,0 |

(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.

(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 1B, que también se asignan a la Sociedad dominante.

2. Sociedades de negocios conjuntos

| Sociedad | País | Actividad | Método de Consolidación (1) | % Participación Total | |
|---|---------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | | | | % Participación Control (2) | % Participación Patrimonial |
| Grupo UF Gas: | | | | | |
| Unión Fenosa Gas, S.A. | España | Comercialización de gas | M.P. | 50,0 | 50,0 |
| Sagas 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. | 50,0 | 40,0 |
| Nueva Electricidad del Gas, S.A.U. En Liquidación | España | Infraestructuras de gas | M.P. | 100,0 | 50,0 |
| Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.U. | España | Infraestructuras de gas | M.P. | 100,0 | 50,0 |
| Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A. | España | Comercialización de gas | M.P. | 100,0 | 50,0 |
| Unión Fenosa Gas Infraestructuras B.V. | Holanda | Sociedad de cartera | M.P. | 100,0 | 50,0 |
| Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación (3) | 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. (3) | México | Comercialización de gas | M.P. | 50,0 | 42,5 |
| ENER RENOVA, S.A. | Chile | Generación de Electricidad | M.P. | 40,0 | 40,0 |
| Línea de Transmisión Cabo Leones, S.A. | Chile | Generación de Electricidad | M.P. | 50,0 | 18,1 |
| 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. | 38,3 | 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 |
| Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L. | España | Generación de Electricidad | M.P. | 39,6 | 33,8 |
| 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 |
| Montauto 2000, S.A. | España | Generación de Electricidad | M.P. | 49,0 | 48,0 |
| Nueva Generación del Sur, S.A. | España | Generación de Electricidad | M.P. | 50,0 | 50,0 |
| P.E. Cinsello, S.L. | España | Generación de Electricidad | M.P. | 50,0 | 50,0 |
| Sociedad Gestora de Parque 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 |
| Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A. | España | Servicios Ingeniería | M.P. | 41,2 | 41,2 |

| | | | | | |
|---|-------------|------------------------------|------|-------|------|
| EcoEléctrica Holding, LLC. | Puerto Rico | Sociedad de cartera | M.P. | 60,0 | 35,6 |
| EcoEléctrica, L.P. | Puerto Rico | Generación de Electricidad | M.P. | 100,0 | 35,6 |
| EcoEléctrica LLC | Puerto Rico | Sociedad de cartera | M.P. | 100,0 | 35,6 |
| Grupo CGE: | | | | | |
| Gasart S.A. | Argentina | Distribución de gas | M.P. | 50,0 | 46,0 |
| Gasnor S.A. | Argentina | Distribución de gas | M.P. | 97,4 | 46,0 |
| Gasmarket S.A. | Argentina | Distribución de gas | M.P. | 50,0 | 46,0 |
| Empresas de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 60,9 | 48,6 |
| Compañía Eléctrica de Inversiones S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 80,0 | 48,6 |
| Empresa Jujena de Energía S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 80,0 | 43,8 |
| Empresa Jujena de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 80,0 | 43,8 |
| Norlec S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 50,0 | 48,6 |
| Dlmatel, S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 100,0 | 48,6 |
| Empresa de Construcción y Servicios, S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 100,0 | 48,6 |
| Noahel S.A. | Argentina | Distribución de electricidad | M.P. | 100,0 | 48,6 |
| Gasoductos GasAndes, S.A. (Argentina) | Argentina | Infraestructuras de gas | M.P. | 47,0 | 26,2 |
| Andes Operaciones y Servicios S.A. | Chile | Infraestructuras de gas | M.P. | 50,0 | 27,9 |
| Gas Natural Producción, S.A. | Chile | Infraestructuras de gas | M.P. | 36,2 | 33,3 |
| Gasoductos GasAndes, S.A. (Chile) | Chile | Infraestructuras de gas | M.P. | 47,0 | 26,2 |
| GNL Chile S.A. | Chile | Infraestructuras de gas | M.P. | 38,3 | 18,6 |
| Inmobiliaria Parque Nuevo S.A. | Chile | Servicios | M.P. | 60,0 | 46,6 |

(1) Método de consolidación: I.G. 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 indicado en la Nota 18, que también se asignan a la Sociedad dominante.

3. Entidades de operaciones conjuntas

| Sociedad | País | Actividad | Método de Consolidación (1) | % Participación | |
|---|-----------|----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| | | | | Control (2) | Patrimonial |
| Cilento Refi Gas, S.R.L. | Italia | Distribución de gas | I.P. | 60,0 | 60,0 |
| Bezana / Bequenzo | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 55,6 | 55,6 |
| Boquerón | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 4,5 | 4,5 |
| Casablanca | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 9,5 | 9,5 |
| Chipitón | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 2,0 | 2,0 |
| Gas Natural West Africa, S.L. | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 40,0 | 40,0 |
| Montanazo | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 17,7 | 17,7 |
| Rocabejelo | España | Infraestructuras de gas | I.P. | 4,0 | 4,0 |
| Tánger Larrache | Marruecos | Infraestructuras de gas | I.P. | 24,0 | 24,0 |
| Central Térmica de Anllares, A.I.E. | España | Generación de electricidad | I.P. | 98,7 | 98,7 |
| Centrales Nucleares Almaraz-Tiilo, A.I.E. | España | Generación de Electricidad | I.P. | 19,1 | 19,1 |
| 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 Tiilo (Grupo I) | España | Generación de electricidad | I.P. | 34,5 | 34,5 |
| Comunidad de bienes Central Térmica de Açores | España | Generación de electricidad | I.P. | 50,0 | 50,0 |
| Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares | España | Generación de electricidad | I.P. | 96,7 | 96,7 |
| 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 Dieces - Gas Natural | España | Servicios | I.P. | 50,0 | 50,0 |

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

4. Sociedades asociadas

| Sociedad | País | Actividad | Método de consolidación (1) | | % Participación Total | |
|--|--------|----------------------------|-----------------------------|-------------|-----------------------|-----------------------------|
| | | | de Consolidación (1) | Control (2) | % Participación | % Participación Patrimonial |
| Qalhat LNG S.A.O.C. | Omán | Infraestructuras de gas | M.P. | 7,4 | | 3,7 |
| 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. | 16,0 | | 16,0 |
| 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 Maierostium, S.L. | España | Servicios | M.P. | 45,0 | | 45,0 |
| CER's Commercial Corp | Panamá | Servicios | M.P. | 25,0 | | 18,8 |

(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 2016 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 |
|--|---------------------------|--------------------------------|---|--|---|
| Renovables Aragón, S.L.U | Adquisición | 1 de marzo | 100,0 | 100,0 | Global |
| Alas Capital Gas Natural, S.A. | Enajenación | 11 de marzo | 40,0 | - | - |
| Gas Natural Chile, S.A. | Constitución | 30 de marzo | 56,8 | 56,8 | Global |
| Sociedad Inversiones Atlántico, S.A. | Constitución | 31 de marzo | 55,1 | 55,1 | Global |
| Energías Especiales de Extremadura, S.L | Liquidación | 25 de abril | 99,0 | - | - |
| Regasificadora del Noroeste, S.A. | Enajenación | 28 de abril | 11,6 | - | - |
| Leo-Raa, S.L. | Adquisición | 15 de mayo | 100,0 | 100,0 | Global |
| Aprovisionadora Global de Energía, S.A. | Constitución | 1 de junio | 38,8 | 38,8 | Global |
| Unión Fenosa Financial Services USA, Llc | Liquidación | 29 de junio | 100,0 | - | - |
| Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. | Adquisición | 20 de julio | 0,2 | 96,7 | Global |
| Gas Natural Redes GLP, S.A. | Constitución | 21 de julio | 100,0 | 100,0 | Global |
| Enarvent, S.A. | Enajenación | 28 de julio | 26,0 | - | - |
| Infraestructuras de Gas, S.A. | Enajenación | 29 de julio | 86,0 | - | - |
| Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. | Enajenación | 31 de julio | 50,0 | - | - |
| Vayu Ltd | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| Vayu Energy, Ltd | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| Vayu Energy, Ltd (UK) | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| Vayu Energy B.V. | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| LNG GOM Limited | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| LNG International Resources Ltd | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| LNG Marketing Ltd | Adquisición | 2 de agosto | 100,0 | 100,0 | Global |
| Gas Natural Wind 8, S.L. | Liquidación | 2 de agosto | 80,0 | - | - |
| Gas Natural Chile, S.A. | Adquisición | 6 de agosto | 37,8 | 94,6 | Global |
| Gasco S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Gasco GLP S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Gasmar S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 35,2 | - | - |
| Hualpén Gas S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 17,8 | - | - |
| Aulogasco S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Transportes e Inversiones Magallanes S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 46,8 | - | - |
| Automotive Gas Systems S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Inversiones Invergas S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Inversiones Atlántico S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 55,1 | - | - |
| Campanario Generación S.A. | Enajenación | 8 de agosto | 11,0 | - | - |
| Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. | Enajenación | 8 de agosto | 38,8 | - | - |
| JGB Inversiones S.A.S. E.S.P. | Enajenación | 8 de agosto | 38,8 | - | - |
| Unigas Colombia S.A. E.S.P. | Enajenación | 8 de agosto | 27,0 | - | - |
| Montagas S.A. E.S.P. | Enajenación | 8 de agosto | 12,9 | - | - |
| Energas S.A. E.S.P. | Enajenación | 8 de agosto | 10,9 | - | - |
| Tecnet, S.A. | Enajenación | 9 de agosto | 100,0 | - | - |
| Infraestructuras Eléctricas La Mudarra, S.L. | Constitución | 31 de agosto | 38,8 | 38,8 | Participación |
| CGE Gas Natural, S.A. | Constitución | 14 de octubre | 100,0 | 100,0 | Global |
| GNL Quintero, S.A. | Enajenación | 8 de noviembre | 20,0 | - | - |
| Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. | Adquisición | 15 de diciembre | 0,2 | 97,0 | Global |
| Hornigones del Norte, S.A. | Enajenación | 16 de diciembre | 100,0 | - | - |
| Sobral I Solar Energía SPE, Ltda | Adquisición | 18 de diciembre | 85,0 | 85,0 | Global |
| Sertao I Solar Energía SPE, Ltda | Adquisición | 19 de diciembre | 85,0 | 85,0 | Global |
| Inca de Varas I | Adquisición | 20 de diciembre | 100,0 | 100,0 | Global |
| Inca de Varas II | Adquisición | 20 de diciembre | 100,0 | 100,0 | Global |

| | | | |
|---|--------------------|-----------------|-------|
| Gasilca, S.A. | Liquidación | 27 de diciembre | 100,0 |
| Gas Galicia SDG, S.A. | Adquisición | 29 de diciembre | 6,9 |
| Electrificadora del Caribe S.A., E.S.P. | Pérdida de control | 31 de diciembre | 85,4 |
| Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P. | Pérdida de control | 31 de diciembre | 85,4 |
| Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. | Pérdida de control | 31 de diciembre | 85,4 |

68,5

gasNatural SDG, S.A.

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 | 86,9 | Global |
| | Adquisición | 26 de febrero | 0,4 | 97,3 | Global |
| | Adquisición | 31 de marzo | 0,1 | 97,4 | Global |
| Mataró Energía Sostenible, S.A. | Adquisición | 24 de marzo | 51,1 | 51,1 | Global |
| Palencia 3 Investigación y Desarrollo y Exp. S.L. | Adquisición | 9 de abril | 24,9 | 83,83 | Global |
| Genroque, S.L. | Constitución | 10 de abril | 60,0 | 50,0 | Participación |
| Puente Mayorca 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 | 26 de junio | 12,8 | 83,8 | Global |
| Gas Directo, S.A. | Adquisición | 10 de julio | 70,0 | 100,0 | Global |
| Barras Eléctricas Galaco Asturias, 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 | 88,5 | Global |
| Berrybank development Pty, Ltd | Adquisición | 2 de septiembre | 0,4 | 88,5 | Global |
| Crookwell development Pty, Ltd | Adquisición | 2 de septiembre | 0,4 | 88,5 | Global |
| Ryan Comer development Pty, Ltd | Adquisición | 2 de septiembre | 0,4 | 88,5 | Global |
| Global Power Generation, S.A. | Ampliación capital | 5 de octubre | 25,0 | 75,0 | Global |
| Metrogas, S.A. | Adquisición | 10 de octubre | 8,3 | 60,2 | Global |
| Geçal 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. Peñamoldana, S.L. | Adquisición | 13 de octubre | 95,0 | 95,0 | Global |
| P.E. El Hiaró, S.L. | Adquisición | 13 de octubre | 95,0 | 95,0 | Global |
| P.E. Montamaria, S.L. | Adquisición | 13 de octubre | 95,0 | 95,0 | Global |
| P.E. La Rabla, S.L.U. | Adquisición | 13 de octubre | 100,0 | 100,0 | Global |
| P.E. Cova da serpa, 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. Cansairo, 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 Mayorca, 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 |
| Iberólica Cabo Leones II S.A. | Adquisición | 15 de diciembre | 61,0 | 51,0 | Global |
| Línea de Transmisión Cabo Leones, S.A. | Adquisición | 15 de diciembre | 60,0 | 50,0 | Participación |
| P.E. Nerea, S.L. | Adquisición | 17 de diciembre | 8,5 | 95,0 | Global |
| 3G Holdings Limited | Liquidación | 30 de diciembre | 10,0 | - | - |
| Gasco Gran Cayman Ltd. (Sociedad Chilena) | Liquidación | 31 de diciembre | 65,1 | - | - |
| Arañuelo Solar, S.L. | Liquidación | 31 de diciembre | 60,0 | 60,0 | - |

ANEXO III Sociedades del grupo fiscal Gas Natural



Las sociedades pertenecientes al grupo fiscal Gas Natural son las siguientes:

| | |
|--|--|
| Gas Natural SDG, S.A. | Gas Natural Redes Distribución Gas SDG, S.A. |
| Ampliación de Nerea, S.L.U. | Gas Natural Redes GLP, S.A. |
| Banteay Srei, S.L.U. | Gas Natural Rloja, S.A. |
| Boreas Eólica 2, S.A. | Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. |
| Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A. | Gas Natural Servicios SDG, S.A. |
| Energías Ambientales de Somozas, S.A. | Gas Natural Transporte SDG, S.L. |
| Energías Especiales Alcohólicas, S.A. | Gas Natural Wind 4, S.L.U. |
| Energías Especiales de Extremadura, S.L. | Gas Navarra, S.A. |
| Eólica la Vega I, S.L.U. | Gecal Renovables, S.A. |
| Eólica la Vega II, S.L.U. | General de Edificios y Solares, S.L. |
| Estela Eólica, S.L.U. | Genroque, S.L.U. |
| Europe Mahgreb Pipeline Limited | Global Power Generation, S.A. |
| Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L. | Holding Negocios Regulados Gas Natural, S.A. |
| Fenosa Wind, S.L. | JGC Cogeneración Dairniel, S.L. |
| Fenosa, S.L.U. | La Energía, S.A. |
| Gas Directo, S.A.U. | La Propagadora del Gas Latam, S.L.U. |
| Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A. | La Propagadora del Gas, S.A. |
| Gas Natural Andalucía, S.A. | Lanzagorta Comunicaciones, S.L. |
| Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A. | Lignitos de Meirama, S.A. |
| Gas Natural Aragón SDG, S.A. | Operación y Mantenimiento Energy, S.A. |
| Gas Natural Balears, S.A. | Parque Eólico Cova da Serpe, S.L.U. |
| Gas Natural Capital Markets, S.A. | Parque Eólico el Hierro, S.L. |
| Gas Natural Castilla y León, S.A. | Parque Eólico la Rabia, S.L.U. |
| Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A. | Parque Eólico las Claras, S.L.U. |
| Gas Natural Catalunya SDG, S.A. | Parque Eólico los Pedreros, S.L. |
| Gas Natural Cegas, S.A. | Parque Eólico Montamarta, S.L. |
| Gas Natural Comercializadora, S.A. | Parque Eólico Nerea, S.L. |
| Gas Natural Distribución Latinoamérica, S.A. | Parque Eólico Peñaroldana, S.L. |
| Gas Natural Exploración, S.L. | Petroleum, Oil&Gas España, S.A. |
| Gas Natural Fenosa Electricidad Colombia, S.L. | Sagane, S.A. |
| Gas Natural Fenosa Engineering, S.L. | Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. |
| Gas Natural Fenosa Generación Nuclear, S.L. | Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A. |
| Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. | Tratamiento Circa Medio, S.L. |
| Gas Natural Fenosa Ingeniería y Desarrollo de Generación, S.L.U. | Tratamiento de Almazán, S.L. |
| Gas Natural Fenosa Internacional, S.A. | Unión Fenosa Distribución, S.A. |
| Gas Natural Fenosa LNG, S.L. | Unión Fenosa Financiación, S.A. |
| Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U. | Unión Fenosa Minería, S.A. |
| Gas Natural Informática, S.A. | Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. |
| Gas Natural Madrid SDG, S.A. | |



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 2016 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 7 de febrero de 2017 y se firman, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Isidro Fainé Casas
Presidente

D. Josu Jon Imaz San Miguel
Vicepresidente Primero

D. William Alan Woodburn
Vicepresidente Segundo

D. Rafael Villaseca Marco
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

D. Enrique Alcántara-García
Trazoqui

D. Xabier Añoveros Trias de Bes
Consejero

D. Marcelino Armenter Vidal
Consejero

D. María Armero Montes
Consejero

D. Francisco Belil Creixell
Consejero

Dña. Benita María Ferrero-
Waldner
Consejera

D. Alejandro García-Bragado
Dalmau
Consejero

Dña. Cristina Garmendia
Mendizábal
Consejera

Dña. Helena Herrero Starkie
Consejera

D. Miguel Martínez San Martín
Consejero

D. Rajaram Rao
Consejero

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero

Gas Natural Fenosa
Informe 2016



Informe de Gestión consolidado

Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016

gasNatural SDG, S.A.

Índice

| | |
|--|----|
| 1. Situación de la entidad | 1 |
| 2. Evolución y resultado de los negocios | 4 |
| 3. Sostenibilidad | 39 |
| 4. Principales riesgos e incertidumbres | 45 |
| 5. Evolución previsible del grupo | 49 |
| 6. Actividades de I+D+i | 50 |
| 7. Informe Anual de Gobierno Corporativo | 52 |
| 8. Acciones propias | 52 |
| 9. Hechos posteriores | 52 |
| | |
| Glosario de términos | 53 |



1. Situación de la entidad

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 casi 22 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 cuatro 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, Chile, 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 Chile, Argentina, Panamá y Colombia.

- **Gas (Infraestructuras, 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 y, más recientemente, en Chile y Brasil.

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.



1.1. 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 adaptó 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 2016 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

2.1. Principales hitos del ejercicio 2016

El beneficio neto de 2016 se sitúa en 1.347 millones y desciende un 10,3% frente al del mismo período del año anterior.

El ebitda alcanza los 4.970 millones en 2016 y disminuye un 5,6% con respecto al de 2015, una vez discontinuado el negocio del gas licuado del petróleo en Chile, condicionado por un entorno macroeconómico y energético muy exigente. Dicho entorno ha afectado especialmente a la contribución del negocio de comercialización de gas, así como a la depreciación de las divisas latinoamericanas en su traslación a euros con un impacto en ebitda de 112 millones de euros, causado fundamentalmente por el comportamiento del peso colombiano y del peso mexicano.

A 31 de diciembre de 2016 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 44,8% inferior al de 2015 que se situaba en el 45,8% y el ratio Deuda financiera neta/Ebitda en 3,1 veces, frente a 3,0 veces en 2015, pese al adelanto del dividendo a cuenta del ejercicio 2016.

En noviembre de 2016 se ha procedido al cierre de la venta del 20,0% de participación de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía, S.A. (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., en GNL Quintero, S.A. (Chile) a Enagás por 182 millones de euros y ha supuesto la obtención de una plusvalía antes de impuestos y participaciones no dominantes de 128 millones de euros y una plusvalía neta de 50 millones de euros.

El 14 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la República de Colombia (Superintendencia) ordenó, como medida necesaria para asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica, la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de Electricaribe. La Superintendencia ordenó asimismo el cese de los miembros del órgano de administración y del gerente general y su sustitución por un Agente especial designado por la Superintendencia. Durante el ejercicio de sus funciones lo cierto es que el Agente ha sustituido al personal directivo nombrado por Gas Natural Fenosa y ha centralizado la decisión sobre el suministro de información a remitir a Gas Natural Fenosa, de forma que, al cierre de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa ya había perdido el control y cualquier poder de influencia significativa sobre Electricaribe al no participar ni tener información directa sobre las decisiones o sobre las actividades relevantes de los negocios. Posteriormente, el 11 de enero de 2017 la Superintendencia ha acordado la prórroga de la intervención, hasta el 14 de marzo de 2017. Debido a los hechos señalados anteriormente, y siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, el 31 de diciembre de 2016 se ha dejado de consolidar Electricaribe en el balance consolidado de Gas Natural Fenosa, procediéndose a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de 475 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", se ha reconocido la inversión en Electricaribe por su valor razonable en el sentido de la NIC 39 (475 millones de euros).

Gas Natural Fenosa confirma la perspectiva de beneficio neto para el ejercicio 2017 entre 1.300 y 1.400 millones de euros, así como la continuidad de su política de dividendos, de acuerdo con la Visión Estratégica 2016-2020.

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2016 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 1.001 millones a dividendos, el mismo que el año anterior, en línea con la nueva política de dividendos para el período 2016-2018 aprobada en marzo de 2016. El dividendo a cuenta de 0,330 euros por acción fue pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016 y el pago del dividendo complementario de 0,670 euros por acción también será realizado en efectivo en el mes de junio de 2017, lo que supondrá un *pay out* del 74,3%.

2.2. Principales magnitudes

La información financiera de Gas Natural Fenosa contiene magnitudes y medidas elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de información del Grupo denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) que se consideran magnitudes ajustadas respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con las NIIF. En el último apartado del Informe de gestión consolidado se incluye un Glosario de términos con la definición de las MAR utilizadas.

Principales magnitudes económicas

| | 2016 | 2015 | % |
|---|--------|--------|--------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 23.184 | 26.015 | (10,9) |
| Ebitda | 4.970 | 5.264 | (5,6) |
| Beneficio de explotación | 3.006 | 3.261 | (7,8) |
| Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante | 1.347 | 1.502 | (10,3) |
| Flujos de efectivo actividades explotación | 3.375 | 3.500 | (3,6) |
| Inversiones | 2.225 | 1.422 | 56,5 |
| Patrimonio neto (a 31/12) | 19.005 | 18.518 | 2,6 |
| Patrimonio neto atribuido (a 31/12) | 15.225 | 14.367 | 6,0 |
| Deuda financiera neta (a 31/12) | 15.423 | 15.648 | (1,4) |

Principales ratios financieros

| | 2016 | 2015 |
|---|-------|-------|
| Endeudamiento | 44,8% | 45,8% |
| Ebitda / Coste deuda financiera neta | 6,7x | 6,4x |
| Deuda financiera neta / Ebitda | 3,1x | 3,0x |
| Ratio de liquidez | 1,1x | 1,2x |
| Ratio de solvencia | 1,0x | 1,0x |
| ROE (Rentabilidad sobre el patrimonio neto) | 8,8% | 10,5% |
| ROA (Retorno de los activos) | 2,9% | 3,1% |

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

| | 2016 | 2015 |
|---|-----------|-----------|
| Nº de acciones medio (en miles) | 1.000.468 | 1.000.689 |
| Cotización a 31/12 (euros) | 17,91 | 18,82 |
| Capitalización bursátil a 31/12 (millones de euros) | 17.922 | 18.828 |
| Beneficio por acción (euros) ¹ | 1,35 | 1,57 |
| Patrimonio neto atribuible por acción (euros) | 15,21 | 14,36 |
| Relación cotización-beneficio (PER) | 13,3 | 12,5 |
| EV/ Ebitda | 6,7 | 6,5 |

¹ Beneficio a 31 de diciembre 2015 ajustado de acuerdo a NIC33 por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

Principales magnitudes físicas

| | 2016 | 2015 | % |
|---|---------|---------|--------|
| Distribución gas: | | | |
| Ventas - ATR ¹ : | 458.265 | 473.831 | (3,3) |
| Europa | 188.197 | 181.212 | 3,9 |
| Latinoamérica | 270.068 | 292.619 | (7,7) |
| Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12): | 13.548 | 13.172 | 2,8 |
| Europa | 5.773 | 5.724 | 0,9 |
| Latinoamérica | 7.773 | 7.448 | 4,4 |
| Distribución electricidad: | | | |
| Ventas - ATR ¹ : | 68.258 | 68.731 | (0,7) |
| Europa | 34.697 | 34.676 | 0,1 |
| Latinoamérica | 33.561 | 34.055 | (1,5) |
| Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12): | 8.202 | 10.622 | (22,8) |
| Europa | 4.580 | 4.550 | 0,7 |
| Latinoamérica | 3.622 | 6.072 | (40,3) |
| TIEPI ² (minutos) | 43 | 44 | (2,3) |
| Gas: | | | |
| Suministro de gas (GWh): | 325.384 | 316.268 | 2,9 |
| España | 178.916 | 185.851 | (3,7) |
| Resto de Europa | 77.136 | 54.787 | 40,8 |
| GNL Internacional | 69.332 | 75.630 | (8,3) |
| Transporte de gas – EMPL (GWh) | 111.720 | 112.861 | (1,0) |

¹ Datos de Colombia a 30/11/2016 por indisponibilidad de datos del mes de diciembre.

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

| | 2016 | 2015 | % |
|---|--------|--------|--------|
| Electricidad: | | | |
| Energía eléctrica producida (GWh): | 46.552 | 49.548 | (6,0) |
| España: | 28.504 | 31.568 | (9,7) |
| Hidráulica | 3.933 | 2.457 | 60,1 |
| Nuclear | 4.463 | 4.544 | (1,8) |
| Carbón | 5.687 | 7.973 | (28,7) |
| Ciclos combinados | 11.963 | 14.494 | (17,5) |
| Renovable y Cogeneración | 2.458 | 2.100 | 17,0 |
| Global Power Generation: | 18.048 | 17.980 | 0,4 |
| Hidráulica | 496 | 481 | 3,1 |
| Ciclos combinados | 15.648 | 15.519 | 0,8 |
| Fuel – gas | 1.111 | 1.130 | (1,7) |
| Eólica | 793 | 850 | (6,7) |
| <hr/> | | | |
| Capacidad de generación eléctrica (MW): | 15.418 | 15.471 | (0,3) |
| España: | 12.716 | 12.769 | (0,4) |
| Hidráulica | 1.954 | 1.954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Carbón | 2.010 | 2.065 | (2,7) |
| Ciclos combinados | 7.001 | 7.001 | - |
| Renovable y Cogeneración | 1.147 | 1.145 | 0,2 |
| Global Power Generation: | 2.702 | 2.702 | - |
| Hidráulica | 123 | 123 | - |
| Ciclos combinados | 2.035 | 2.035 | - |
| Fuel – gas | 310 | 310 | - |
| Eólica | 234 | 234 | - |
| <hr/> | | | |
| Comercialización de electricidad (GWh) | 36.384 | 35.241 | 3,2 |

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

| | 2016 | % s/total | 2015 | % s/total | % 2016/2015 |
|--------------------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------|
| Distribución de gas | 4.873 | 21,1 | 5.301 | 20,4 | (8,1) |
| <i>España</i> | 1.198 | 5,2 | 1.191 | 4,6 | 0,6 |
| <i>Italia</i> | 88 | 0,4 | 92 | 0,4 | (4,3) |
| <i>Latinoamérica</i> | 3.587 | 15,5 | 4.018 | 15,4 | (10,7) |
| Distribución de electricidad | 5.733 | 24,7 | 5.680 | 21,8 | 0,9 |
| <i>España</i> | 833 | 3,6 | 838 | 3,2 | (0,6) |
| <i>Moldavia</i> | 227 | 1,0 | 260 | 1,0 | (12,7) |
| <i>Latinoamérica</i> | 4.673 | 20,1 | 4.582 | 17,6 | 2,0 |
| Gas | 9.134 | 39,4 | 11.077 | 42,6 | (17,5) |
| <i>Infraestructuras</i> | 324 | 1,4 | 317 | 1,2 | 2,2 |
| <i>Comercialización</i> | 8.810 | 38,0 | 10.760 | 41,4 | (18,1) |
| Electricidad | 6.060 | 26,1 | 6.585 | 25,3 | (8,0) |
| <i>España</i> | 5.279 | 22,7 | 5.779 | 22,2 | (8,7) |
| <i>Global Power Generation</i> | 781 | 3,4 | 806 | 3,1 | (3,1) |
| Resto | 364 | 1,6 | 489 | 1,9 | (25,6) |
| Ajustes consolidación | (2.980) | (12,9) | (3.117) | (12,0) | (4,4) |
| Total | 23.184 | 100,0 | 26.015 | 100,0 | (10,9) |

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2016 asciende a 23.184 millones de euros y registra un descenso del 10,9% respecto al año anterior, en gran medida debido a la disminución de los precios de las *commodities* en comparación con los del mismo período del año anterior.

Ebitda

| | 2016 | % s/total | 2015 | % s/total | % 2016/2015 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Distribución de gas | 1.730 | 34,8 | 1.751 | 33,3 | (1,2) |
| <i>España</i> | 889 | 17,9 | 872 | 16,6 | 1,9 |
| <i>Italia</i> | 62 | 1,2 | 66 | 1,3 | (6,1) |
| <i>Latinoamérica</i> | 779 | 15,7 | 813 | 15,4 | (4,2) |
| Distribución de electricidad | 1.334 | 26,8 | 1.346 | 25,6 | (0,9) |
| <i>España</i> | 603 | 12,1 | 607 | 11,5 | (0,7) |
| <i>Moldavia</i> | 42 | 0,8 | 38 | 0,7 | 10,5 |
| <i>Latinoamérica</i> | 689 | 13,9 | 701 | 13,4 | (1,7) |
| Gas | 845 | 17,0 | 1.081 | 20,5 | (21,8) |
| <i>Infraestructuras</i> | 298 | 6,0 | 293 | 5,6 | 1,7 |
| <i>Comercialización</i> | 547 | 11,0 | 788 | 14,9 | (30,6) |
| Electricidad | 972 | 19,6 | 1.002 | 19,0 | (3,0) |
| <i>España</i> | 715 | 14,4 | 741 | 14,0 | (3,5) |
| <i>Global Power Generation</i> | 257 | 5,2 | 261 | 5,0 | (1,5) |
| Resto | 89 | 1,8 | 84 | 1,6 | 6,0 |
| Total | 4.970 | 100,0 | 5.264 | 100,0 | (5,6) |

El ebitda consolidado a 31 de diciembre de 2016 disminuye en 294 millones de euros y alcanza los 4.970 millones de euros, con una disminución del 5,6% respecto al 2015, una vez discontinuado el negocio de gas licuado del petróleo en Chile.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el ebitda a 31 de diciembre de 2016 de 112 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2015, causado fundamentalmente por la depreciación del peso colombiano y del peso mexicano.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 12,1% y representa un 44,5% del total consolidado frente a un 47,8% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España aumenta un 0,4% y aumenta su peso relativo en el total consolidado al 55,5%.

En resto de actividades se incluye la plusvalía bruta de 51 millones de euros (plusvalía neta de 35 millones de euros) por la venta de cuatro edificios en Madrid por importe de 206 millones de euros.

Resultado de explotación

| | 2016 | % s/total | 2015 | % s/total | % 2016/2015 |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Distribución de gas | 1.231 | 41,0 | 1.244 | 38,1 | (1,0) |
| <i>España</i> | 596 | 19,8 | 579 | 17,8 | 2,9 |
| <i>Italia</i> | 38 | 1,3 | 42 | 1,3 | (9,5) |
| <i>Latinoamérica</i> | 597 | 19,9 | 623 | 19,0 | (4,2) |
| Distribución de electricidad | 730 | 24,3 | 827 | 25,4 | (11,7) |
| <i>España</i> | 381 | 12,7 | 388 | 11,9 | (1,8) |
| <i>Moldavia</i> | 37 | 1,2 | 32 | 1,0 | 15,6 |
| <i>Latinoamérica</i> | 312 | 10,4 | 407 | 12,5 | (23,3) |
| Gas | 681 | 22,7 | 903 | 27,7 | (24,6) |
| <i>Infraestructuras</i> | 240 | 8,0 | 228 | 7,0 | 5,3 |
| <i>Comercialización</i> | 441 | 14,7 | 675 | 20,7 | (34,7) |
| Electricidad | 279 | 9,2 | 307 | 9,4 | (9,1) |
| <i>España</i> | 154 | 5,1 | 180 | 5,5 | (14,4) |
| <i>Global Power Generation</i> | 125 | 4,1 | 127 | 3,9 | (1,6) |
| Resto | 85 | 2,8 | (20) | (0,6) | (525,0) |
| Total | 3.006 | 100,0 | 3.261 | 100,0 | (7,8) |

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de diciembre de 2016 ascienden a 1.759 millones y registran un ligero aumento, del 0,5% respecto al año anterior, básicamente como consecuencia de la evolución de los tipos de cambio.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 327 millones frente a 258 millones en el año anterior, registrando un aumento del 26,7%.

El resultado de explotación del año 2016 ha disminuido en 255 millones respecto al año anterior, situándose en 3.006 millones, lo que supone una disminución del 7,8% respecto al año anterior.

Resultado financiero

El resultado financiero de 2016 es de 825 millones de euros negativos (894 millones de euros negativos en 2015) un 7,7% inferior al del mismo periodo del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

| | 2016 | 2015 | % |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Coste deuda financiera neta | (747) | (823) | (9,2) |
| Otros gastos/ingresos financieros | (94) | (86) | 9,3 |
| Ingreso financiero Costa Rica ¹ | 16 | 15 | 6,7 |
| Resultado financiero | (825) | (894) | (7,7) |

¹ Las concesiones de generación en Costa Rica se registran como activo financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

El coste de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2016 asciende a 747 millones de euros, inferior al mismo periodo del año anterior debido a una notable reducción del volumen de deuda media, así como a los márgenes y tipos de interés de referencia.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 4,3%, con el 75% de la deuda a tipo fijo.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

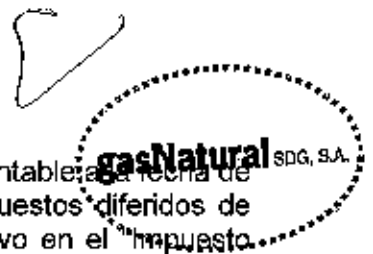
En el año 2016 el resultado de entidades por el método de participación es de -98 millones de euros frente a -4 millones de euros en el año 2015. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de 49 millones de Ecoeléctrica en Puerto Rico y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -176 millones de euros e incorpora la plusvalía por la venta de Planta de regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas) por 21 millones de euros y el deterioro por importe de 94 millones de euros como consecuencia de la necesidad de actualización de las hipótesis del coste de aprovisionamiento por la evolución prevista del escenario energético para Unión Fenosa Gas.

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.

El tipo de gravamen que resulta del Impuesto sobre beneficios consolidado registrado al 31 de diciembre de 2016 ha ascendido al 20,0% frente a un 24,3% en el año anterior, como consecuencia de la mencionada reducción del tipo impositivo en España del 28% al 25% que se ha visto parcialmente mitigada por un incremento del tipo de gravamen en Chile del 22,5% al 24%, y la contabilización de los siguientes impactos no recurrentes:

- En el marco de un proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, con fecha 14 de diciembre de 2016, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a su filial Transnet. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no



monetarios recibidos de la absorbida, equivalente a su valor contable, a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de 128 millones de euros, con el correspondiente impacto positivo en el "impuesto sobre beneficios" registrado.

- El 29 de diciembre de 2016 se publicó en Colombia la Ley N° 1819 de Reforma Tributaria Estructural que establece una disminución progresiva de la tasa del Impuesto sobre la renta para los años 2017, 2018 y 2019. Como consecuencia de dicha publicación se han revaluado los impuestos diferidos a la tasa de reversión prevista registrándose un mayor gasto en el epígrafe de "impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de 21 millones de euros.

Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes de 2016 asciende a -364 millones, frente a -322 millones en el mismo periodo del año anterior debido básicamente al incremento de GPG por la incorporación de KIA con un 25% de participación y a la plusvalía de la venta de GNL Quinterio atribuible a participaciones no dominantes.

Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a 1.347 millones, con una disminución del 10,3% frente al obtenido en 2015.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

| | 2016 | 2015 | % |
|--------------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Inversiones materiales e intangibles | 2.517 | 1.767 | 42,4 |
| Inversiones financieras | 384 | 315 | 21,9 |
| Total inversiones brutas | 2.901 | 2.082 | 39,3 |
| Desinversiones y otros | -676 | -860 | 2,4 |
| Total inversiones | 2.225 | 1.422 | 56,5 |

Las inversiones materiales e intangibles del año 2016 alcanzan los 2.517 millones, con un incremento del 42,4% respecto a las del año 2015, fundamentalmente por la adquisición de dos nuevos buques metaneros en septiembre y en diciembre de 2016.

Sin considerar la inversión de 425 millones en los buques metaneros, que han sido adquiridos en régimen de arrendamiento financiero, las inversiones materiales e intangibles se situarían en 2.092 millones lo que supondría un incremento del 18,4%,

básicamente por el aumento de las inversiones en distribución de gas en España por el cierre de la adquisición de puntos de distribución de GLP a Repsol acordada en 2015.

Las inversiones financieras en 2016 corresponden fundamentalmente a la adquisición adicional del 37,88% de Gas Natural Chile (306 millones) y a la adquisición de varias participadas entre las que destaca la adquisición de Vayu (Irlanda).

Las desinversiones y otros en 2016 corresponden básicamente a la venta de las acciones de Gasco S.A. que Gas Natural Fenosa poseía a través de sus filiales por un total de 220 millones, a la venta de GNL Quintero por 182 millones y por la venta de los edificios de Madrid por 206 millones.

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

| | 2016 | 2015 | % 2016/2015 |
|--------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| Distribución de gas | 1.028 | 784 | 31,1 |
| <i>España</i> | 693 | 435 | 59,3 |
| <i>Italia</i> | 31 | 25 | 24,0 |
| <i>Latinoamérica</i> | 304 | 324 | (6,2) |
| Distribución de electricidad | 666 | 578 | 15,2 |
| <i>España</i> | 265 | 249 | 6,4 |
| <i>Moldavia</i> | 13 | 9 | 44,4 |
| <i>Latinoamérica</i> | 388 | 320 | 21,3 |
| Gas | 474 | 50 | - |
| <i>Infraestructuras</i> | 13 | 12 | 8,3 |
| <i>Comercialización</i> | 461 | 38 | - |
| Electricidad | 193 | 162 | 19,1 |
| <i>España</i> | 105 | 104 | 1,0 |
| <i>Global Power Generation</i> | 88 | 58 | 51,7 |
| Resto | 156 | 193 | (19,2) |
| Total | 2.517 | 1.767 | 42,4 |

La actividad de distribución de gas representa el 27,5% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y manteniéndose en línea con el mismo periodo del año anterior. Sin considerar la inversión en comercialización de gas, que incrementa debido a la contratación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero en septiembre y diciembre de 2016, el mayor crecimiento lo experimenta la inversión en distribución de gas en España (+59,3%) debido a la adquisición de puntos de suministro de GLP a Repsol acordada en 2015.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 73,1% y representan un 66,4% del total, frente a un 54,7% en el año anterior por la contratación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero en septiembre y diciembre de 2016. Sin este impacto las inversiones en España aumentarían un 29,1% y representarían un 59,6% del total.

Por su lado, las inversiones en el exterior se mantienen respecto al año anterior y suponen un peso sobre el total del 33,6% (40,4% sin considerar la inversión en los nuevos buque) frente a un 49,6% en el mismo periodo del año anterior.

Patrimonio neto y remuneración al accionista

A 31 de diciembre de 2016 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 19.005 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 15.225 millones de euros.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2016 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 2016, según la información pública disponible, las principales participaciones en el capital social de Gas Natural Fenosa son las siguientes:

| | Participación en el capital social % |
|--|---|
| Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona, "la Caixa" ⁽¹⁾ | 24,4 |
| Repsol, S.A. | 20,1 |
| Global Infrastructure Partners III ⁽²⁾ | 20,0 |
| Sonatrach | 4,0 |

(1) A través de Critería Caixa S.A.U. y de Caixabank, S.A.

(2) Global Infrastructure Partners III, cuyo gestor de inversión es Global Infrastructure Management LLC, ostenta indirectamente su participación a través de GIP III Canary 1, S.à.r.l.

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

Ejercicio 2016

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2016 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar 1.001 euros millones a dividendos el mismo del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un *pay out* del 74,3% con una rentabilidad por dividendos del 5,6% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2016 de 17,91 euros por acción.

El pasado 27 de septiembre se pago íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción.

Ejercicio 2015

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2015 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 supuso destinar 1.001 millones de euros a dividendos, un 10,1% más que el año anterior. La propuesta ha supuesto el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un *pay out* del 66,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,3% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2015 de 18,82 euros por acción.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

| | 31.12.16 | 31.12.15 | % |
|-----------------------|-----------------|-----------------|----------|
| Deuda financiera neta | 15.423 | 15.648 | (1,4) |

A 31 de diciembre de 2016 la deuda financiera neta alcanza los 15.423 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 44,8% (15.648 millones de euros y 45,8% 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 2016 en 3,1x y en 6,7x, respectivamente, lo que supone continuar con la senda de fortalecimiento de los fundamentales de crédito en el período.

El detalle del cálculo de la deuda financiera neta es el siguiente:

| | 31.12.16 | 31.12.15 |
|--------------------------------------|---------------|---------------|
| Deuda financiera no corriente | 15.003 | 15.653 |
| Deuda financiera corriente | 2.599 | 2.595 |
| Efectivo y otros medios equivalentes | (2.067) | (2.390) |
| Derivados | (112) | (210) |
| Deuda financiera neta | 15.423 | 15.648 |

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Post 2022 |
|-------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| Vencimientos de la deuda neta | 833 | 2.276 | 2.872 | 2.395 | 2.273 | 4.774 |

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2016.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 79,8% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,2 años.

El 5,4% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 94,6% restante a largo plazo.

Principales operaciones financieras

Continuando con la política financiera de fortalecer la posición de liquidez y gestionar el perfil de vencimientos de la deuda, durante el ejercicio 2016 se ha acudido al mercado de capitales a través de la emisión de bonos (600 millones de euros a 10 años bajo el programa EMTN y 300 millones de euros a 5 años mediante emisión privada).

Con el mismo objetivo, durante el período se han renegociado operaciones bilaterales bancarias así como se ha contratado nuevos créditos.

En septiembre de 2016 se ha dispuesto del préstamo concedido por el BEI por 600 millones de euros, destinado a la financiación de inversiones en el negocio de distribución de gas en España.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2016 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

| (millones de euros) | 31.12.2016 | % |
|------------------------------------|---------------|--------------|
| EUR | 12.318 | 79,9 |
| CLP | 1.452 | 9,4 |
| US\$ | 923 | 6,0 |
| COP | 100 | 0,6 |
| BRL | 339 | 2,2 |
| MXN | 287 | 1,9 |
| Otras | 4 | - |
| Total deuda financiera neta | 15.423 | 100,0 |

Calificación crediticia

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

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

Liquidez y recursos de capital

A 31 de diciembre de 2016 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 10.061 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

| Fuente de liquidez | Límite | Dispuesto | Disponibilidad |
|---|---------------|--------------|----------------|
| Líneas de crédito comprometidas | 7.485 | (365) | 7.120 |
| Líneas de crédito no comprometidas | 707 | (185) | 522 |
| Préstamos no dispuestos | 352 | - | 352 |
| Efectivo y otros medios líquidos equivalentes | 2.067 | - | 2.067 |
| Total | 10.611 | (550) | 10.061 |

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de diciembre de 2016 se sitúan en 6.586 millones de euros e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de 3.795 millones de euros, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por 900 millones de euros y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen 1.891 millones de euros.



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

| (Millones de euros) | 2016 | 2015 |
|--|--------------|--------------|
| Activos corrientes operativos ¹ | 5.595 | 5.819 |
| Pasivos corrientes operativos ² | (4.276) | (4.204) |
| | 1.319 | 1.615 |

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 28 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 35 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.) y la actividad de gas licuado del petróleo canalizado (GLP).

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 1.198 | 1.191 | 0,6 |
| Aprovisionamientos | (33) | (16) | 106,3 |
| Gastos de personal, neto | (68) | (68) | - |
| Otros gastos/ingresos | (208) | (235) | (11,5) |
| Ebitda | 889 | 872 | 1,9 |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (291) | (289) | 0,7 |
| Dotación a provisiones | (2) | (4) | (50,0) |
| Resultado de explotación | 596 | 579 | 2,9 |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 1.198 millones de euros, superior en 7 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, aumento asociado básicamente a la actividad de gas licuado del petróleo canalizado por la compra de puntos de suministro que se ha hecho efectiva en este último trimestre del año 2016. Este efecto compensa la disminución de la actividad de inspección reglamentaria por menor volumen de operaciones a realizar según la programación prevista. El paso de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años provoca que el año 2016 sea un año valle con menor número de inspecciones.



La mayor actividad en propano canalizado se traslada en los aprovisionamientos por el mayor volumen de descargas para hacer frente a la mayor demanda.

Con ello junto con las eficiencias en gastos operativos, el ebitda aumenta en un 1,9%.

Principales magnitudes

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

| | 2016 | 2015 | % |
|--|---------|---------|------|
| Ventas – ATR (GWh) | 184.619 | 177.391 | 4,1 |
| Ventas de GLP (tn) | 57.175 | 4.072 | - |
| Red de distribución (Km) | 51.956 | 51.016 | 1,8 |
| Incremento de puntos de suministro, en miles | 47 | 40 | 17,5 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 5.313 | 5.266 | 0,9 |

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 4,1% (+7.228 GWh).

La demanda residencial se aumenta su crecimiento en el último trimestre, situándolo en un +3% (+1.432 GWh) asociado básicamente al mayor consumo del último trimestre (periodo invernal 2016 más frío que el año anterior).

La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares presenta una recuperación sostenida con un incremento del 3% (+2.939 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares ha crecido un 6% (+2.857 GWh).

La red de distribución se incrementa 940 km en los doce últimos meses y ha permitido un incremento de 47 mil puntos de suministro, lo que supone un crecimiento del 0,9 %, alcanzando un total de 5.313 mil puntos de suministro.

El 30 de septiembre de 2015 se firmó el acuerdo con Repsol Butano para la compra de activos de propano canalizado, en virtud del cual Gas Natural Distribución ha adquirido en el último trimestre alrededor de 230.000 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 de Gas Natural Fenosa en los próximos años.

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-----------|-----------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 88 | 92 | (4,3) |
| Aprovisionamientos | (1) | (1) | - |
| Gastos de personal, neto | (11) | (12) | (8,3) |
| Otros gastos/ingresos | (14) | (13) | 7,7 |
| Ebitda | 62 | 66 | (6,1) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (24) | (24) | - |
| Dotación a provisiones | - | - | - |
| Resultado de explotación | 38 | 42 | (9,5) |

El ebitda alcanza los 62 millones de euros, con una disminución del 6,1% respecto al mismo período del año anterior. La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por actualización del WACC reconocido por el regulador italiano como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

Principales magnitudes

| | 2016 | 2015 | % |
|--|-------|-------|-------|
| Ventas – ATR (GWh) | 3.578 | 3.821 | (6,4) |
| Red de distribución (Km) | 7.265 | 7.167 | 1,4 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 460 | 458 | 0,4 |

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.578 GWh, con una disminución del 6,4% respecto al año 2015 por una climatología no favorable.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2016 asciende a 7.265 km, con un aumento de 98 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 459.713 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, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|------------|------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 3.587 | 4.018 | (10,7) |
| Aprovisionamientos | (2.372) | (2.779) | (14,6) |
| Gastos de personal, neto | (124) | (126) | (1,6) |
| Otros gastos/ingresos | (312) | (300) | 4,0 |
| Ebitda | 779 | 813 | (4,2) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (159) | (170) | (6,5) |
| Dotación a provisiones | (23) | (20) | 15,0 |
| Resultado de explotación | 597 | 623 | (4,2) |

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 3.587 millones de euros y registra un descenso del 10,7%, afectado por la devaluación de las principales monedas latinoamericanas.

El ebitda alcanza los 779 millones de euros, lo que supone un descenso del 4,2% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-37,2%), México (-14,1%), Colombia (-10,2%), Brasil (-4,0%) y Chile (-2,6%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda se incrementaría en un 4,8%.

La aportación de Brasil representa un 30,8% del ebitda, su disminución respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado, descontando este efecto, el ebitda disminuiría en un 4,6%.

El escenario de fuerte desaceleración económica del país ha supuesto menores ventas del mercado industrial y, adicionalmente, los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas han resultado muy inferiores como consecuencia de las abundantes lluvias que han elevado el nivel de los embalses. Como contrapartida, las ventas del mercado doméstico/comercial superan un 6,2% las registradas en el mismo período del año anterior.

El ebitda de México representa un 20,8% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el ebitda de México se incrementa un 13,5%, con un crecimiento en ventas del 3,2%, con incrementos en volumen y margen en todos los mercados.

Con un crecimiento frente al año anterior del 7,2% (sin efecto tipo de cambio), el EBITDA de Colombia representa el 20,8% del total. El aumento responde principalmente al mayor margen de comercialización obtenido en el mercado secundario por mayores precios de venta y volumen vendido en dicho mercado. Este comportamiento positivo en el mercado secundario se ha producido por los efectos del fenómeno del Niño que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica durante el primer trimestre del año.

Asimismo, el ebitda de Colombia se ha visto favorecido por otros efectos sobre el precio del margen de energía derivados principalmente de los mayores índices de actualización de la tarifa.

El ebitda aportado por Chile alcanza 174 millones de euros (+1,7% sin efecto tipo de cambio) y representa el 22,3% del total registrado en Latinoamérica. Dicho importe muestra un incremento respecto al mismo período del ejercicio anterior de 3 millones de euros sin considerar el efecto de tipo de cambio.

El ebitda de Argentina, aislando el impacto negativo del tipo de cambio, se incrementa un 29,8%, debido a la entrada en vigor el 7 de octubre de 2016 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados, así como por el ingreso en el mes de diciembre de 35 millones de euros de Asistencia Económica del Estado Nacional como compensación por el retraso en la aplicación de las tarifas iniciales (1 de abril de 2016). En el conjunto del año se registró un mayor volumen de ventas en el mercado Doméstico/Comercial (+11,7%), dado que las temperaturas fueron inferiores a las del año anterior.

Principales magnitudes

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

| | 2016 | 2015 | % |
|--|---------|---------|-------|
| Ventas actividad de gas (GWh): | 270.068 | 292.619 | (7,7) |
| Ventas de gas a tarifa | 158.608 | 174.378 | (9,0) |
| ATR | 111.460 | 118.241 | (5,7) |
| Red de distribución (Km) | 82.968 | 80.036 | 3,7 |
| Incremento de puntos de suministro, en miles | 325 | 314 | 3,5 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 7.773 | 7.448 | 4,4 |

Las principales magnitudes físicas por países a 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

| | Argentina | Brasil | Chile | Colombia | México | Total |
|--|-----------|--------|--------|----------|--------|---------|
| Ventas actividad de gas (GWh): | 71.526 | 72.015 | 47.154 | 28.177 | 51.196 | 270.068 |
| Incremento vs. 31/12/2015 (%) | 4,1 | (30,4) | 7,0 | 5,0 | 3,2 | (7,7) |
| Red de distribución (km) | 25.883 | 7.446 | 6.966 | 21.839 | 21.052 | 82.988 |
| Incremento vs. 31/12/2015 (km) | 1.007 | 299 | 116 | 370 | 1.138 | 2.930 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 1.632 | 1.037 | 584 | 2.862 | 1.658 | 7.773 |
| Incremento vs. 31/12/2015, en miles | 20 | 51 | 22 | 118 | 114 | 325 |

A 31 de diciembre de 2016 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.772.830 clientes. Con un crecimiento interanual de 325 mil clientes, destacando los crecimientos en Colombia y México.

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 270.068 GWh,

inferiores a las registradas en 2015 por menores ventas en el mercado de generación en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.930 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 82.966 km a 31 de diciembre de 2016, lo que representa un crecimiento del 3,7%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 1.138 km y en Colombia con 370 km.

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

- En Argentina, el 1 de abril de 2016 se aprueban nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir de tal fecha, que incluyen tarifas plenas, tarifas para los clientes con ahorro superior al 15% respecto al año anterior y una tarifa social. El Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS para llevar adelante el proceso de revisión tarifaria integral (RTI) en el plazo de un año. Con el incremento de tarifas otorgado se iniciaba la normalización de los ingresos de la compañía.

Si bien no hubo un rechazo inicial relevante, la coincidencia con un mes de mayo anormalmente frío provocó el incremento excesivo de las facturas, y ocasionó que se pidieran órdenes cautelares de paralización de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios en todo el país. Las razones esgrimidas fueron la falta de Audiencia Pública, trámite administrativo no vinculante pero necesario.

En el mes de agosto se confirmó la nulidad de los cuadros tarifarios del 1 de abril de 2016 respecto a los clientes residenciales. El 16 de septiembre de 2016 se convocaron Audiencias Públicas como paso previo a la publicación de unas nuevas tarifas.

Finalmente, el 7 de octubre de 2016 el Gobierno argentino hizo oficial un nuevo cuadro tarifario a aplicar a todos los clientes desde esa misma fecha. En paralelo, se solicitó al Estado Nacional un ingreso por Asistencia Económica que compensara el retraso en la aplicación de las tarifas iniciales (1 de abril de 2016).

El 28 de diciembre de 2016, por resolución del Ministerio de Energía y Minería, se aprobó el otorgamiento de una Asistencia Económica Transitoria (AET) para las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas por Redes. En el caso de Gas Natural BAN el monto aprobado es de 594 millones de pesos argentinos.

Por otro lado, se mantiene el esfuerzo de contención de gastos ante un escenario de alta inflación (38% anual estimado).

- En Brasil, las puestas en servicio en el mercado doméstico-comercial alcanzan un 10,5% respecto al año anterior, especialmente en el de nueva edificación, al haberse adelantado acciones comerciales con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se reducen un 30,4%; en el mercado industrial caen un -11,9% por la ralentización económica del país y en los mercados de generación/ATR disminuyen un -41% debido a una menor utilización de las térmicas al situarse el nivel de agua de los pantanos en cotas superiores al año anterior (33,7%) y a la caída de la demanda eléctrica. Como contrapartida, los mercados residencial y comercial, que son los que mayor margen aportan, crecen un 6,2% y el mercado GNV un 4,8% por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 5,0% debido principalmente al mayor volumen industrial (+10,7%) por las mayores

ventas en el mercado secundario. El incremento neto de los clientes doméstico-comercial alcanza a cierre de 2016 los 117.856 clientes, experimentando un aumento del 8,3% respecto a 2015, principalmente por mayores puestas en servicio en los segmentos de Nueva Edificación y Saturación Horizontal.

Los negocios no regulados de Colombia presentan una evolución positiva frente a 2015, con un incremento del margen del 26,1%, especialmente en soluciones energéticas, con un aumento de los contratos en operación del 34,2%. En el mercado residencial y pymes destaca el crecimiento del número de aparatos vendidos, que alcanza el 23,9%.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento. Las ventas de gas crecen en todos los mercados, destacando un incremento del 4,8% en el mercado doméstico/comercial y un 7,1% y 0,5% en los sectores industrial y ATR respectivamente.

El 26 de febrero de 2016 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) notificó a Gas Natural Fenosa las resoluciones por las que determina la lista de tarifas máximas para el cuarto período de cinco años (2016-2020) de los permisos de Distribución de Gas Natural otorgados para las zonas geográficas de distribución de Nuevo Laredo, Bajío, Toluca, Saltillo, Monterrey y D.F., que entraron en vigor a mediados del mes de marzo de 2016 en todas las zonas.

En el mes de diciembre se otorgó el permiso de distribución de gas correspondiente a la zona de Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 21.954 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,9%) e industrial (2,4%) respecto al periodo de enero-diciembre de 2015. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento generación eléctrica (19,2%) e industrial (16,6%), mientras que los segmentos residencial-comercial y ATR presentan un crecimiento de 5,0% y 3,5% respectivamente, en comparación del mismo período del ejercicio anterior.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos con vistas a iniciar la operación comercial a principios del mes de mayo 2017.

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

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 833 | 838 | (0,6) |
| Aprovisionamientos | - | (1) | - |
| Gastos de personal, neto | (85) | (83) | 2,4 |
| Otros gastos/ingresos | (145) | (147) | (1,4) |
| Ebitda | 603 | 607 | (0,7) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (222) | (217) | 2,3 |
| Dotación a provisiones | - | (2) | (100,0) |
| Resultado de explotación | 381 | 388 | (1,8) |

Las Órdenes Ministeriales de la retribución de distribución (IET/980/2016) y del transporte (IET/981/2016), remitidas en el mes de junio de 2016, establecen la retribución para la actividad de transporte y distribución 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 y la nueva metodología de cálculo de la retribución de distribución y transporte recogida en los Reales Decretos 1048/2013 y 1047/2013, de 27 de diciembre.

El EBITDA del año 2016 alcanza los 603 millones de euros con una disminución de -0,7% con respecto al de 2015. El importe neto de la cifra de negocio es de 833 millones, con una disminución de -0,6% con respecto de 2015, por aplicación de los Reales Decretos anteriormente citados y considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio. Los gastos de personal netos crecen un 2,4% por medidas de eficiencia aplicadas durante este ejercicio y con impacto positivo esperado en años posteriores.

Principales magnitudes

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|----------|
| Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR | 32.025 | 31.992 | 0,1 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 3.702 | 3.683 | 0,5 |
| TIEPI (minutos) | 43 | 44 | (2,3) |

Se produce un ligero crecimiento de la energía suministrada en este último trimestre. El mes de diciembre cierra en valores positivos del +0,1% y por debajo de la demanda de distribución nacional que se situó en diciembre de 2016 en 246.691 GWh lo que supone un crecimiento del 0,5% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2016 y registran un incremento neto anual de 19.006 puntos.

También se produce una buena evolución del TIEPI en el último trimestre sin incidencias relevantes. El valor acumulado se sitúa por debajo del año anterior, a pesar de haber sido penalizado los meses de enero y primera quincena de febrero del presente año por los fuertes temporales de viento y lluvia en la zona de Galicia, más afectada por su orografía.

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-----------|-----------|-------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 227 | 260 | (12,7) |
| Aprovisionamientos | (170) | (205) | (17,1) |
| Gastos de personal, neto | (6) | (6) | - |
| Otros gastos/ingresos | (9) | (11) | (18,2) |
| Ebitda | 42 | 38 | 10,5 |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (5) | (6) | (16,7) |
| Dotación a provisiones | - | - | - |
| Resultado de explotación | 37 | 32 | 15,6 |

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como pass-through, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos y, adicionalmente, el reconocimiento del plan inversor realizado y las actuaciones de operación y mantenimiento de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el país.

El incremento del ebitda en el 2016 se debe a mayor retribución de la base de capital tarifaria por actualización anual, disminución de las pérdidas de red, así como por efecto del tipo de cambio Lei/\$.

Principales magnitudes

| | 2016 | 2015 | % |
|--|-------|-------|-------|
| Ventas actividad de electricidad (GWh) - ventas a tarifa | 2.672 | 2.684 | (0,4) |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 878 | 867 | 1,3 |

En 2016 continua el plan de mejora de la gestión 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, siendo los aspectos más relevantes:

- La energía suministrada presenta un decremento del 0,4% en el 2016 por una disminución del consumo debido a una climatología más favorable para este período en comparación con el mismo período del año anterior y por el descenso del crecimiento económico en el país.
- Los puntos de suministro alcanzan los 878.491, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al mismo período del 2015 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile, Colombia y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|------------|------------|---------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 4.673 | 4.582 | 2,0 |
| Aprovisionamientos | (3.408) | (3.359) | 1,5 |
| Gastos de personal, neto | (216) | (196) | 10,2 |
| Otros gastos/ingresos | (360) | (326) | 10,4 |
| Ebitda | 689 | 701 | (1,7) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (162) | (159) | 1,9 |
| Dotación a provisiones | (215) | (135) | 59,3 |
| Resultado de explotación | 312 | 407 | (23,3) |

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 689 millones de euros con una disminución del 1,7% respecto al mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 3,0%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 253 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 7,8% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este crecimiento responde fundamentalmente a los mayores ingresos por cargo de comercialización y al efecto de los mayores índices de actualización de los cargos tarifarios.

Sin efecto del tipo de cambio, las provisiones de Colombia se incrementan en 75 millones de euros, principalmente por el crecimiento de la puesta al cobro a los clientes como consecuencia del incremento del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y de los precios de la energía por el fenómeno de El Niño, no habiendo sido acompañados por una evolución similar en los porcentajes de cobro registrados, los cuales se han venido deteriorando en el último año.

El ebitda del año 2016 del negocio de Panamá alcanzó los 118 millones de euros, presentando una caída del 1,7% sin efecto tipo de cambio. Esta variación es motivada principalmente por el efecto de las mayores pérdidas de energía.

El ebitda de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los 318 millones de euros, registrando un incremento de 3 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio. Dicho incremento se origina en el negocio de distribución eléctrica en Chile principalmente



por el crecimiento de las ventas físicas, mayor actividad en servicio a terceros y reducción de gastos operacionales por ejecución de planes de eficiencia, junto con mayores retiros de energía en el sector de transmisión.

Principales magnitudes

| | 2016* | 2015 | % |
|--|--------|--------|--------|
| Ventas actividad de electricidad (GWh): | 33.561 | 34.055 | (1,5) |
| Tarifa | 31.441 | 32.131 | (2,1) |
| ATR | 2.120 | 1.924 | 10,2 |
| Puntos de suministro, en miles (a 31/12) | 3.622 | 6.072 | (40,3) |

*Datos de Colombia a 30/11/2016 por indisponibilidad de datos del mes de diciembre.

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 33.561 GWh, con una disminución del 1,5%, básicamente por la disminución de la demanda en Colombia.

En relación a Panamá, se mantiene la evolución positiva de la demanda registrada en los últimos años, alcanzándose para 2016 un crecimiento del 3,0%.

Las principales magnitudes físicas por países a 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

| | Argentina | Chile | Colombia* | Panamá | Total |
|---|-----------|--------|-----------|--------|--------|
| Ventas actividad de electricidad gas (GWh): | 1.946 | 14.319 | 12.306 | 4.990 | 33.561 |
| Incremento vs. 2015 (%) | 5,0 | 2,3 | (7,9) | 3,0 | (1,5) |
| Puntos de suministro, en miles | 221 | 2.786 | - | 615 | 3.622 |
| Incremento vs. 31/12/2015, en miles | 5 | 74 | - | 37 | 116 |

*Datos de Colombia a 30/11/2016 por indisponibilidad de datos del mes de diciembre.

El aumento de las ventas y de los puntos de suministro evidencia el crecimiento sostenido de los negocios de distribución de electricidad en Latinoamérica.

Transmisión de electricidad en Chile

| | 2016 | 2015 | % |
|----------------------------|--------|--------|-------|
| Energía transportada (GWh) | 14.484 | 14.497 | (0,1) |
| Red de transporte (Km) | 3.528 | 3.495 | 0,9 |

La energía transportada en Chile registra una disminución de 0,1% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el último trimestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó a 3.528 km, presentando un incremento de 33 km en relación al cierre del ejercicio 2015.



Gas

2.5.7 Infraestructuras

Incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa y la exploración, producción, almacenamiento y regasificación de gas.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 324 | 317 | 2,2 |
| Aprovisionamientos | (7) | (6) | 16,7 |
| Gastos de personal, neto | (5) | (5) | - |
| Otros gastos/ingresos | (14) | (13) | 7,7 |
| Ebitda | 298 | 293 | 1,7 |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (58) | (65) | (10,8) |
| Dotación a provisiones | - | - | - |
| Resultado de explotación | 240 | 228 | 5,3 |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en 2016 alcanza los 324 millones de euros, con un aumento del 2,2%.

El ebitda se eleva hasta los 298 millones de euros, un 1,7% mayor que el del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa.

Principales magnitudes

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

| | 2016 | 2015 | % |
|-------------------------------|-------------|-------------|----------|
| Transporte de gas-EMPL (GWh): | 111.720 | 112.861 | (1,0) |
| Portugal-Marruecos | 41.295 | 36.971 | 11,7 |
| España (Gas Natural Fenosa) | 70.425 | 75.890 | (7,2) |

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 111.720 GWh, un 1,0% inferior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 70.425 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 41.295 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y 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 2016 ascienden a 8.614 GWh.



Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. En diciembre 2016 se han realizado distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y prepozos) de uno de los 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. Está previsto concluir este proyecto a finales de 2017. Los cuatro proyectos restantes se encuentran en distintas fases de tramitación.

2.5.8 Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, el transporte marítimo, la actividad de comercialización de gas y 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

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|---------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 8.810 | 10.760 | (18,1) |
| Aprovisionamientos | (7.951) | (9.676) | (17,8) |
| Gastos de personal, neto | (72) | (68) | 5,9 |
| Otros gastos/ingresos | (240) | (228) | 5,3 |
| Ebitda | 547 | 788 | (30,6) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (62) | (54) | 14,8 |
| Dotación a provisiones | (44) | (59) | (25,4) |
| Resultado de explotación | 441 | 675 | (34,7) |

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 8.810 millones de euros y disminuye un 18,1% respecto al mismo período del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 547 millones de euros lo que supone una disminución del 30,6% siguiendo la tendencia del ajuste de precios energéticos soportado durante el período.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 319.838 GWh en el 2016 (313.233 GWh en el 2015) de los cuales 51.892 GWh corresponden al mercado residencial (50.194 GWh en 2015), 208.546 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (202.040 GWh en 2015) y 59.400 GWh al mercado eléctrico (61.000 GWh en 2015).

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

| | 2016 | 2015 | % |
|-----------------------|------|------|--------|
| Brent (USD/bbl) | 43,7 | 52,5 | (16,8) |
| Henry Hub (USD/MMBtu) | 2,4 | 2,8 | (14,3) |
| NBP (USD/MMBtu) | 4,7 | 6,5 | (27,7) |
| TTF (€/MWh) | 13,9 | 20,3 | (31,5) |

Principales magnitudes

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

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-----------|---------|--------|
| Suministro de gas (GWh): | 325.384 | 316.268 | 2,9 |
| España: | 178.916 | 185.851 | (3,7) |
| Comercialización Gas Natural Fenosa | 140.877 | 144.568 | (2,6) |
| Residencial | 27.053 | 27.658 | (2,2) |
| Industrial | 96.421 | 96.831 | (0,4) |
| Electricidad | 17.403 | 20.079 | (13,3) |
| Aprovisionamiento a terceros | 38.039 | 41.283 | (7,9) |
| Internacional: | 146.468 | 130.417 | 12,3 |
| Europa mayorista | 74.102 | 51.677 | 43,4 |
| Europa minorista | 3.034 | 3.110 | (2,4) |
| GNL Internacional | 69.332 | 75.630 | (8,3) |
| Contratos servicios energéticos, en miles (a 31/12) | 2.853 | 2.859 | (0,2) |
| Cuota de mercado comercialización España | 44,0% | 46,2% | (4,8) |
| Capacidad flota transporte marítimo (m3) | 1.387.344 | 951.318 | 45,8 |

Comercialización de gas

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 295.297 GWh y aumenta un 3,4%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+12,7%).

En un escenario de debilidad de la demanda por la climatología, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 178.916 GWh, un 3,7% inferior al año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 146.468 GWh en el 2016 con un incremento del 12,3% con respecto al 2015, destacando el impulso de la comercialización a cliente final en el resto de Europa.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y WD (Within Day: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada en este trimestre por las acciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para proporcionar equilibrio en el balance de gas, siendo Gas Natural

Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado.

Gas Natural Europe consolida en 2016 su posición de comercialización de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania. Adicionalmente, es un operador activo en los mercados líquidos de estos países lo que permite optimizar la posición de Gas Natural Fenosa y la captura de oportunidades en los mercados europeos.

Las ventas realizadas en Francia en 2016 alcanzan los 49,2 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 11,9 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia donde ha vendido un volumen de 6,8 TWh a cierre del periodo y en el mercado mayorista de Irlanda a través de la comercializadora adquirida en Julio de 2016 con un volumen aportado de 0,6 TWh en el 2016.

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 con un volumen de ventas de 5,6 TWh. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América y Asia. Se consolida así la 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. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 575.000 son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 434.500 contratos de comercialización de gas y 50.000 contratos de comercialización de electricidad, siendo 25.000 de ellos clientes duales. Así mismo, 90.500 clientes tienen contratados servicios de mantenimiento.

Gas Natural Fenosa ofrece un servicio global con la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) y de servicios de mantenimiento para obtener eficiencias y la satisfacción de los clientes, alcanzando la cifra de más de 1,5 millones de hogares en los que suministra ambas energías donde un elevado porcentaje de dichos hogares tienen contratado el servicio de mantenimiento.

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 1.536.000 nuevos contratos en 2016.

En el segmento del mercado doméstico Gas Natural Fenosa actualiza su cartera de productos con el objetivo de ofrecer tarifas eléctricas y de gas natural a medida del perfil de consumo de cada cliente. Los nuevos productos cubren las necesidades en función del uso, de cómo quiere pagar, de cuándo utiliza la energía o de su interés por consumir energía renovable.



Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de los clientes e incluso anticipándonos a ellas con la máxima eficacia, incorporando nuevas funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención *online*, donde se alcanzan los 6 millones de consultas anuales.

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 118 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad online, permite dar un servicio excelente y obtener la satisfacción de nuestros clientes más exigentes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

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 23.000 contratos

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 ejercicio 2016 dispone de un total de 48 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 27 estaciones son de acceso público, mientras que 21 son de acceso privado.

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.

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (integrada por el método de la participación, magnitudes al 100%) en 2016 ha alcanzado un volumen de 35.741 GWh frente a 33.389 GWh registrados el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado un volumen de gas de 22.500 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 21.782 GWh en 2015.

Electricidad

2.5.9 Electricidad España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad en 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

| | 2016 | 2015 | % |
|---|-------------|-------------|---------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 5.279 | 5.779 | (8,7) |
| Aprovisionamientos | (3.813) | (4.338) | (12,1) |
| Gastos de personal, neto | (138) | (138) | - |
| Otros gastos/ingresos | (613) | (562) | 9,1 |
| Ebitda | 715 | 741 | (3,5) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (523) | (523) | - |
| Dotación a provisiones | (38) | (38) | - |
| Resultado de explotación | 154 | 180 | (14,4) |

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 5.279 millones de euros, con una disminución del 8,7% respecto al año anterior y el ebitda se eleva a 715 millones en línea con el ebitda del año anterior.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en 2016 los 250.132 GWh, un 0,7% superior a la del año anterior. La demanda del año corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presenta un crecimiento nulo.

El saldo físico de intercambios internacionales del año ha sido de 7.663 GWh importados, frente a los 133 GWh exportados el año anterior, debido a la entrada en explotación comercial en el mes de octubre de 2015 de la nueva interconexión con Francia y los mayores precios del mercado en el conjunto del año en comparación con el resto de Europa, circunstancia que no se daba desde el 2003.

El consumo de bombeo en el conjunto del año 2016 alcanza los 4.810 GWh, un 6,4% más que en 2015, reflejo de los bajos precios del mercado en comparación con los del pasado año.

La generación neta nacional, en valores acumulados anuales, presenta una disminución respecto de 2015 del 2,3%.

La generación renovable (incluyendo hidráulica) ha incrementado en un 7,9%, cubriendo en su conjunto el 39,9% de la demanda, 2,6 puntos más que en el mismo período de 2015.

La generación eólica presenta una disminución del 0,8%. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 18,9%, 0,3 puntos menos que en 2015.

El resto de generación renovable ha presentado un aumento del 7,1% con disminuciones en todas las tecnologías excepto la hidráulica y la térmica renovable.

En términos anuales, el 2016 pierde la característica de muy húmedo y pasa a ser calificado como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 29%, es decir, estadísticamente 29 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año 2016.

La generación no renovable disminuye un 8,1% y el hueco térmico pasa de cubrir el 30,7% en el pasado año al 24,4% en 2016.

La generación nuclear ha aumentado un 2,4%.

La generación con carbón ha presentado un descenso del 30,9%. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro durante 2016 ha sido del 35% frente al 46% de utilización del resto del carbón.

Los ciclos combinados aumentan su producción un 2,3%. En términos de cobertura de la demanda, ha sido del 10,3%, 0,1 puntos más que en 2015.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 1,7% en 2016.

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:

| | 2016 | 2015 | % |
|---|------|------|--------|
| Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh) | 40,8 | 51,8 | (21,2) |
| Carbón API 2 CIF (USD/t) | 59,8 | 56,8 | 5,3 |
| CO ₂ EUA (€/ton) | 5,4 | 7,7 | (29,8) |

Principales magnitudes

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

| | 2016 | 2015 | % |
|---|--------|--------|-----------|
| Capacidad de generación eléctrica (MW): | 12.716 | 12.769 | (0,4) |
| Generación: | 11.569 | 11.624 | (0,5) |
| Hidráulica | 1.954 | 1.954 | - |
| Nuclear | 604 | 604 | - |
| Carbón | 2.010 | 2.065 | (2,7) |
| Ciclos combinados | 7.001 | 7.001 | - |
| Generación renovable y cogeneración: | 1.147 | 1.145 | 0,2 |
| Eólica | 979 | 977 | 0,2 |
| Minihidráulica | 110 | 110 | - |
| Cogeneración y otros | 58 | 58 | - |
| Energía eléctrica producida (GWh): | 28.504 | 31.568 | (9,7) |
| Generación: | 26.046 | 29.468 | (11,6) |
| Hidráulica | 3.933 | 2.457 | 60,1 |
| Nuclear | 4.463 | 4.544 | (1,8) |
| Carbón | 5.687 | 7.973 | (28,7) |
| Ciclos combinados | 11.963 | 14.494 | (17,5) |
| Generación renovable y cogeneración: | 2.458 | 2.100 | 17,0 |
| Eólica | 1.844 | 1.601 | 15,2 |
| Minihidráulica | 562 | 448 | 25,4 |
| Cogeneración y otros | 52 | 51 | 2,0 |
| Factor de disponibilidad Generación (%) | 92,1 | 90,1 | 2,0 p.p. |
| Ventas de electricidad (GWh): | 36.384 | 35.241 | 3,2 |
| Mercado liberalizado | 31.167 | 29.720 | 4,9 |
| PVPC/Regulado | 5.217 | 5.521 | (5,5) |
| Cuota de mercado de generación | 17,0 | 18,4 | -1,4 p.p. |

El pasado 17 de mayo de 2016 el Operador de Mercado ha dado definitivamente de baja el Grupo 1 de la central térmica de Narcea, sin impactos en la cuenta de resultados dado que la central se encontraba totalmente amortizada.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa ha sido de 28.504 GWh durante el 2016, cifra un 9,7% inferior a la de 2015, básicamente debido a la disminución de la generación tradicional en un 11,6%.

La producción hidráulica convencional, supera en un 60,1% a las cifras de 2015.

En las cuencas hidrológicas en las que opera Gas Natural Fenosa, el año 2016 ha de ser calificado como un año medio, con una probabilidad de ser superado (PSS) del 51%, con dos partes bien diferenciadas, hasta junio con características medio-húmedas y desde ahí hasta final de año con características extremadamente secas.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 23% de llenado, un punto por debajo del nivel de reservas del final de año pasado (24,2%). Las reservas anuales se encuentran al 34%, cinco puntos menos que en 2015 y las hiperanuales con un 9% casi duplican el valor del 2015 en estas mismas fechas, 5%.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 1,8% respecto a 2015, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido un 28,7% menor a la de 2015, con una utilización del 34% en el conjunto las instalaciones.

La generación de electricidad con ciclos combinados ha sido un 17,5% inferior a la de 2015, no obstante, la utilización de esta tecnología, el 20%, es casi doble que la del conjunto del sector, 12%.

Las emisiones de CO₂ (gases de efecto invernadero) consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa para el año 2016 han sido de 10,4 millones de toneladas de CO₂ (-3,1 millones de toneladas respecto al año anterior).

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2016 Gas Natural Fenosa remitió al Registro Único de la Unión Europea los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado en el año 2015, ascendiendo éstas a 13,5 millones de derechos de CO₂.

Finalmente, la cuota de mercado de Generación acumulada a 31 de diciembre de 2016 de Gas Natural Fenosa es del 17,0%, inferior en 1,4 puntos a la alcanzada al finalizar de 2015.

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas alcanzan los 36.384 GWh, un 3,2% más que en el conjunto de 2015. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de optimización de márgenes, de cuotas y del grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar en 2016 que Gas Natural Fenosa Renovables ha iniciado el pasado mes de noviembre la construcción de 5 de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abiertos por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias. Este cupo contará con un régimen retributivo especial y el objetivo es ponerlos en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018. En paralelo sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los 8 restantes en el primer semestre de 2017.

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 31 de diciembre de 2016 tiene una potencia total instalada en operación de 1.104 MW consolidables, de los cuales 979 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 15 MW a cogeneración y fotovoltaica. Estos valores no incluyen la potencia de las plantas de cogeneración en situación de liquidación (43 MW); se continúa a la espera de la publicación de los nuevos parámetros para esta tecnología a fin de determinar la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa.

2.5.10 Global Power Generation

GPG 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.

Resultados

| | 2016 | 2015 | % |
|---|------------|------------|--------------|
| Importe neto de la cifra de negocios | 781 | 806 | (3,1) |
| Aprovisionamientos | (400) | (420) | (4,8) |
| Gastos de personal, neto | (40) | (39) | 2,6 |
| Otros gastos/ingresos | (84) | (86) | (2,3) |
| Ebitda | 257 | 261 | (1,5) |
| Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro | (132) | (134) | (1,5) |
| Dotación a provisiones | - | - | - |
| Resultado de explotación | 125 | 127 | (1,6) |

El ebitda de Global Power Generation correspondiente al año 2016 alcanza los 257 millones de euros, con un decremento del 1,5% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a un menor ebitda en México y República Dominicana, compensado parcialmente con menores gastos operativos en GPG Holding.

En México, el ebitda disminuye un 3,6% debido fundamentalmente, al efecto tipo de cambio en la conversión del peso mexicano y a mayores costes de mantenimiento como consecuencia del diferente calendario de paradas. Estos efectos negativos se compensan con un mayor margen de contribución debido a mejor disponibilidad de las plantas, a pesar del comportamiento desfavorable de los índices de referencia de los contratos. Bii Hioxo mejora sus resultados como consecuencia de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el ebitda de República Dominicana presenta una variación negativa del 31,4% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA con las compañías distribuidoras.

El ebitda de Panamá aumenta un 16,7% debido a la mayor hidráulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales. Esto ha supuesto, adicionalmente, una menor compra de energía en el mercado para cubrir los compromisos contractuales.

En Kenia el ebitda aumenta un 12,5% respecto al año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a una mayor producción por mayor despacho de las plantas, ingresos por cobro de seguros y menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

| | 2016 | 2015 | % |
|---|--------|--------|-----------|
| Capacidad de generación eléctrica (MW): | 2.702 | 2.702 | - |
| México (CC) | 2.035 | 2.035 | - |
| México (eólico) | 234 | 234 | - |
| Costa Rica (hidráulica) | 101 | 101 | - |
| Panamá (hidráulica) | 22 | 22 | - |
| República Dominicana (fuel) | 198 | 198 | - |
| Kenia (fuel) | 112 | 112 | - |
| Energía eléctrica producida (GWh): | 18.048 | 17.980 | 0,4 |
| México (CC) | 15.648 | 15.519 | 0,8 |
| México (eólico) | 793 | 850 | (6,7) |
| Costa Rica (hidráulica) | 398 | 408 | (2,5) |
| Panamá (hidráulica) | 98 | 73 | 34,2 |
| República Dominicana (fuel) | 920 | 1.012 | (9,1) |
| Kenia (fuel) | 191 | 118 | 61,9 |
| Factor de disponibilidad (%) | | | |
| México (CC) | 93,4 | 91,2 | 2,2 p.p. |
| Costa Rica (hidráulica) | 93,2 | 93,6 | -0,4 p.p. |
| Panamá (hidráulica) | 94,4 | 96,4 | -2,0 p.p. |
| República Dominicana (fuel) | 89,4 | 92,6 | -3,2 p.p. |
| Kenia (fuel) | 95,8 | 94,8 | 1,0 p.p. |

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia de la mayor duración de las paradas mayores de Tuxpan y Naco en 2015, operación a ciclo abierto del Grupo III de Tuxpan así como por los problemas derivados de la calidad del aprovisionamiento de gas durante el año anterior. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos así como por la menor producción de Durango al realizar este año un mantenimiento mayor. Los mantenimientos realizados en los diferentes años, inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por el bajo despacho de agua en el último trimestre del año. La menor disponibilidad es consecuencia, principalmente, de una parada adicional realizada en La Joya en diciembre de este año así como por la parada no programada realizada en Torito durante el mes de septiembre 2016 por inundación de la casa de máquinas. Tal y como se menciona en el apartado 2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como activo financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

La mayor producción en Panamá es consecuencia de la mayor hidraulicidad ocurrida durante el segundo semestre del año. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada.



La generación en República Dominicana disminuyó respecto al año anterior debido a la mayor generación hidráulica así como a la salida del sistema de Centrales más eficientes durante 2015.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada el año anterior en un 61,9% como consecuencia del mayor despacho en 2016 debido a la parada de algunas instalaciones hidráulicas del país por mantenimiento de las mismas, así como por indisponibilidad de otras plantas geotérmicas.

El 18 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de dos proyectos de generación eléctrica en Chile: el parque eólico Cabo Leones II, de 204 MW, y una planta solar fotovoltaica en Inca de Varas de 120 MW. Se trata del primer proyecto de generación eléctrica en Chile para Gas Natural Fenosa, por el que acabará suministrando 858 GWh de electricidad al año, y supondrá una inversión total prevista de 325 millones de euros. Se espera iniciar su construcción en el tercer trimestre de 2018 y su puesta en funcionamiento el último trimestre de 2020.

Por otro lado, el 23 de agosto de 2016, Gas Natural Fenosa a través de GPG ha resultado adjudicataria de su primer parque eólico en Australia de 91 MW de potencia y ubicado en Nueva Gales del Sur, que supondrá una inversión total prevista de 120 millones. Se espera su puesta en funcionamiento el segundo semestre de 2018.

Por último, adquisición en Brasil dos proyectos fotovoltaicos listos para su construcción con una capacidad conjunta de 60 MW y una producción de 156 GWh. La inversión total prevista estará en torno a los 85 millones de euros, estando prevista su puesta en funcionamiento para finales del año 2017.

Ecoeléctrica

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) aumenta respecto al mismo período del año anterior como consecuencia del mayor ingreso de capacidad y una producción superior en un 14,1% debido a que durante el primer trimestre de 2015 se realizó una parada mayor y la programada para el primer trimestre de 2016 fue adelantada a finales de 2015 por los daños sufridos tras el paso de la tormenta tropical Erika.



3. Sostenibilidad

3.1 Medioambiente

Principales magnitudes

| | 2016 | 2015 | % Var. |
|--|------|------|--------|
| Capacidad instalada libre de emisiones (%) | 22,1 | 22,0 | 0,4 |
| Producción neta libre de emisiones (%) | 16,4 | 11,8 | 39,1 |
| Emisiones directas de GEI ¹ (Mt CO ₂ eq) | 19,5 | 22,4 | (12,9) |
| Emisiones de CO ₂ /generación de electricidad (t CO ₂ /GWh) | 411 | 445 | (7,6) |
| Emisiones de metano en distribución de gas (t CO ₂ eq/km red) | 9,3 | 9,3 | - |
| Actividad con certificación ambiental (% con certificación ambiental sobre el total ebitda grupo potencialmente certificable) ² | 90,1 | 88,3 | (2,0) |

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

² % de ebitda grupo potencialmente certificable sobre el total ebitda grupo es aproximadamente un 86,8%.

Gas Natural Fenosa trabaja 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.

En 2016 se avanzó en la certificación de nuevos sistemas de gestión ambiental conforme a ISO 14001 y los propios requisitos de la compañía, registrando un ligero avance en el porcentaje de Ebitda certificado como consecuencia de la incorporación de parte de las actividades de distribución eléctrica en Chile. Durante 2017 se concluirán los trabajos de adaptación y certificación a los referenciales internacionales y a los requerimientos internos en materia de gestión ambiental.

En cuanto a cambio climático se ha producido reducciones significativas en materia de emisiones directas de CO₂ con respecto a 2015, como consecuencia de una menor producción de la generación de carbón en España en beneficio de la generación menos emisora. Como consecuencia de ello, se redujo significativamente la emisión específica por unidad de energía generada con respecto a 2015.

En 2016 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.

Dentro del compromiso con el entorno y con la gestión eficiente de los recursos naturales, durante 2016 Gas Natural Fenosa avanzó con la estrategia de agua e inició trabajos para definir en 2017 las líneas de actuación en materia de economía circular.

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 | 2016 | 2015 | % Var. |
|--|--------|--------|-----------|
| Número de empleados a 31/12 | 17.229 | 19.939 | (13,6) |
| Índice de rotación voluntaria (%) | 2,6 | 3,5 | (28,6) |
| Índice de integración (personas con discapacidad) ¹ | 2,4 | 2,4 | - |
| Horas de formación por empleados | 50,9 | 61,4 | (17,1) |
| Tasa de absentismo | 2,2 | 2,0 | 10,0 |
| Días perdidos | 2.424 | 3.674 | (34,0) |
| Número de accidentes con baja | 65 | 125 | (48,0) |

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 2016, 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. Para conocer las preferencias e inquietudes de los profesionales en materia de movilidad, se ha continuado trabajando en el Proyecto Conocerte. Esta iniciativa, lanzada en 2015, ha ayudado a obtener información individualizada y centralizada para toda la Compañía. Dirigido a profesionales técnicos que no están incluidos en programas directivos o en el programa Savia, se obtuvo información de 10.000 empleados en 15 países.

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 II Convenio Colectivo, el Plan de Igualdad o el Protocolo de Prevención del Acoso Laboral, Sexual y por Razón de Sexo.



En 2016, 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 156 personas con necesidades especiales han disfrutado de ayudas dirigidas a la inserción laboral en España, lo que supone que más de un 87% de los empleados discapacitados en España se han acogido a alguno de estos programas. 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.

El modelo de liderazgo y gestión del talento apuesta por fomentar la responsabilidad, el desarrollo individual y la carrera profesional, incorporando herramientas y metodologías innovadoras en la formación y el desarrollo.

En 2016 se ha avanzado en la simplificación del modelo para hacerlo más accesible a todos los colectivos de empleados y, de esta forma, disponer de un modelo único, homogéneo y estandarizado para la valoración y desarrollo profesional.

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. En el año 2016 se ha lanzado la plataforma "Mis Beneficios" para la plantilla ámbito España, que supone una solución única e integral para gestionar y comunicar los programas de Compensación y Beneficios. Es una plataforma tecnológica viva, que evoluciona adecuándose a las distintas estrategias de beneficios y compensación.

Alguno de los módulos que contiene esta plataforma son "Sistema de previsión Social" que ayuda al empleado a comprender su jubilación y a conocer los planes internos de la Compañía o "Bienestar y Salud" donde el empleado podrá gestionar sus planes en esta materia.

Además se dispone de un sistema de retribución flexible, consolidado ya desde 2012, para todo el personal de ámbito España. Este sistema, permite a los beneficiarios diseñar la composición de su paquete retributivo utilizando la oferta de productos existentes en cada campaña.



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 dos únicas participaciones en sociedades constituidas en dichos territorios:

- La participación del 95,0% en Buenergía Gas & Power, Ltd, domiciliada en las Islas Caimán. Se trata de una sociedad tenedora 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 52,2% 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.

En cuanto a las participaciones del 47,5% en Ecoeléctrica Holding, Ltd y del 47,5% en Ecoeléctrica Limited, en este ejercicio 2016 se ha procedido a cambiar su domicilio desde las Islas Caimán a Puerto Rico, por lo que han dejado de tener la consideración de participaciones domiciliadas en paraísos fiscales.

Las operaciones intragrupo realizadas con estas entidades corresponden a dividendos recibidos según el siguiente detalle:

| Sociedad receptora | Sociedad que distribuye | Importe (mltes de euros) |
|-------------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| Global Power Generation, S.A. | Buenergía Gas & Power, Ltd. | 6.036 |

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 2016 a 3.423 millones de euros (3.636 millones de euros en el ejercicio 2015). 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 | |
| | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 | 2016 | 2015 |
| España | 188 | 347 | 512 | 649 | 711 | 886 | 1.007 | 1.169 | 352 | 362 | 229 | 200 | 1.588 | 1.731 | 2.299 | 2.627 |
| Argentina | 10 | 4 | 42 | 40 | 52 | 44 | 13 | 13 | - | - | 22 | 16 | 35 | 29 | 87 | 73 |
| Brasil | 38 | 51 | 48 | 44 | 87 | 95 | 58 | 58 | - | - | 9 | 18 | 67 | 74 | 154 | 168 |
| Colombia | 76 | 88 | 78 | 78 | 153 | 147 | 7 | 9 | - | - | 14 | 22 | 21 | 31 | 174 | 178 |
| Chile | 42 | 48 | 11 | 16 | 53 | 84 | 117 | 99 | - | - | 18 | 22 | 135 | 121 | 188 | 185 |
| México | 31 | 33 | 3 | 4 | 34 | 37 | 39 | 32 | - | - | 11 | 12 | 50 | 44 | 84 | 81 |
| Panamá | 88 | 8 | 7 | 11 | 99 | 18 | - | - | - | - | 3 | 4 | 3 | 4 | 98 | 23 |
| Resto LatAm | 12 | 11 | 1 | 1 | 13 | 12 | 2 | 3 | - | - | 3 | 2 | 5 | 5 | 18 | 17 |
| Total LatAm | 297 | 224 | 181 | 184 | 488 | 416 | 238 | 212 | - | - | 80 | 96 | 316 | 308 | 804 | 728 |
| Italia | 18 | 14 | 7 | 5 | 28 | 19 | 27 | 30 | 42 | 34 | 6 | 5 | 74 | 69 | 100 | 88 |
| Resto | 10 | 10 | 23 | 35 | 33 | 45 | 128 | 112 | 48 | 32 | 8 | 6 | 183 | 150 | 216 | 185 |
| Total | 625 | 585 | 733 | 783 | 1.258 | 1.378 | 1.396 | 1.623 | 443 | 428 | 320 | 307 | 2.161 | 2.258 | 3.419 | 3.636 |

⁽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 244 millones de euros en 2016 (262 millones de euros en 2015), 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. 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 adquiriera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural Fenosa.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Gas Natural Fenosa está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la



tecnología de Ciclo Combinado en el parque de generación de Gas Natural Fenosa, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo.

Gas Natural Fenosa gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

4.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

Las actividades de Gas Natural Fenosa están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Gas Natural Fenosa o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Gas Natural Fenosa pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que Gas Natural Fenosa podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Gas Natural Fenosa opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Gas Natural Fenosa elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del coste total del riesgo.



b) Imagen y reputación

Gas Natural Fenosa está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Gas Natural Fenosa realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;
- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

Para mitigar este riesgo, Gas Natural Fenosa ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Gas Natural Fenosa, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.



Gas Natural Fenosa participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo, que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Gas Natural Fenosa cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

• Latinoamérica

Una parte importante del resultado operativo de Gas Natural Fenosa es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- Altos niveles de inflación;
- Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

• Oriente Próximo y Magreb

Gas Natural Fenosa cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Gas Natural Fenosa cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

4.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria Consolidada.

El 23 de junio de 2016 los votantes de Reino Unido apoyaron la salida de su país de la Unión Europea ("Brexit"). Si bien la salida de Reino Unido irá acompañada de un proceso de negociación que se prolongará durante un periodo de tiempo a día de hoy



indefinido, ya se han producido las primeras consecuencias, tanto en los mercados de capitales como en los de divisas. Sin embargo, la exposición de Gas Natural Fenosa al riesgo derivado del denominado "Brexit" es prácticamente nula.

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 gas natural y 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 de demanda energética 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 mayo 2016, Gas Natural Fenosa presentó la actualización de la **Visión Estratégica 2016-2020** en el que se establecen las prioridades estratégicas del grupo para el periodo.

5.2. Prioridades financieras

Las prioridades estratégicas para el periodo 2016-2020 se basan en una política financiera compatible con los objetivos de crecimiento y dividendo:

- Estricta disciplina financiera.
- Crecimiento sostenido de dividendos futuros basado en una generación de caja sostenible (compromiso del ratio *payout* 70%).
- Ejecución del Plan de eficiencias.
- Gestión de la cartera de negocios.



- Mantenimiento de un modelo de negocio sólido con aproximadamente un 70% del ebitda originado en actividades reguladas o contratadas y más del 80% de las inversiones futuras en actividades reguladas o contratadas.

Los objetivos estratégicos para el año 2018 (datos en miles de millones de euros) se detallan a continuación:

| | Objetivos 2018 |
|---------------------|----------------|
| Ebitda | ~ 5,4 |
| Beneficio Neto | ~ 1,8 |
| Dividendo (Pay-out) | ~ 70% |
| Deuda Neta/ Ebitda | ~ 3,0x |

5.3. Perspectivas del grupo

La actualización de la Visión Estratégica 2016-2020 sienta sus bases en torno a las tres líneas de crecimiento (redes, generación y comercialización de gas), que permitirán a Gas Natural Fenosa seguir creciendo en el futuro:

- **Redes:** en redes de gas, la inversión en la gasificación de Chile, México y Colombia, la entrada en el negocio de distribución en la región de Arequipa en Perú, las nuevas licencias y crecimiento adicional derivado de la conversión de los nuevos puntos de gas licuado de petróleo (GLP) en España; en redes de electricidad inversión en smart grids en España, inversiones para cubrir la demanda adicional en Chile y Panamá, sub-transmisión eléctrica en Chile impulsada por nuevas instalaciones renovables.
- **Generación de electricidad:** mejora de la eficiencia y del rendimiento del parque de generación con la incorporación de 3.500 MW al parque global de los que 2.500 MW en renovables (España e Internacional) y 500-1.000 MW de proyectos de ciclo combinado que contribuirán al desarrollo *downstream* del negocio de GNL. Crecimiento y desarrollo del negocio internacional de generación a través de GPG.
- **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, adicionalmente se adaptarán y renegociarán los contratos existentes de suministro de gas para reflejar las condiciones de mercado de referencia. Asimismo se incrementará la capacidad de la flota de buques metaneros añadiendo cuatro (dos ya incorporados en 2016), así como una unidad móvil de regasificación. Gracias a su mayor tamaño, supondrán una capacidad conjunta adicional de casi un millón de metros cúbicos. En cuanto al ebitda se espera un aumento entorno al 10%.

Con todo ello se espera que Gas Natural Fenosa continúe en su senda de crecimiento orgánico en 2017 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 desde la alta dirección de Gas Natural Fenosa se está impulsando la implantación de un modelo de innovación, como parte de la actualización de la Visión Estratégica 2016-2020 del Grupo.



Este modelo está compuesto por la visión y enfoque en innovación, la metodología de gestión de proyectos y una fuerte cultura innovadora en la compañía que asegura la respuesta más adecuada a las dinámicas de cambio del entorno.

La inversión realizada en actividades de innovación tecnológica es la siguiente:

| | 2016 | 2015 |
|-------------------------------------|------|------|
| Inversión total (millones de euros) | 59,2 | 15,7 |

El plan de innovación se estructura a través de cinco áreas de trabajo multidisciplinares: Generación, Redes, Clientes, Gas Natural Licuado (GNL) y Automatización y gestión de la información.

- **Generación:**
 - **Energía renovable:** La compañía dispone de un mix de generación equilibrado, capaz de responder adecuadamente a la demanda de energía de las sociedades en las que opera, apostando siempre por el impulso de las tecnologías más respetuosas con el medio ambiente. Entre sus objetivos prioritarios destaca: desarrollar nuevas tecnologías que permitan aumentar el porcentaje de energía renovable de su portfolio e integrarla en la red eléctrica, optimizar el aprovechamiento de las instalaciones renovables que ya están en servicio, por ejemplo, mediante la extensión de su vida útil o por un mejor uso del recurso eólico.
 - **Energía hidráulica:** Gas Natural Fenosa desarrolla sus principales actividades de innovación en el área de la energía hidráulica en el Centro Internacional de Excelencia Hidráulica (CIEH). La misión de este centro es promover y canalizar iniciativas de I+D+i en materia de aprovechamiento de la energía hidráulica convencional y marina que puedan ser trasladadas en las fases de desarrollo o explotación a las instalaciones de la compañía a nivel mundial.
 - **Almacenamiento:** Las actividades de innovación en el área de almacenamiento de energía se han enfocado principalmente en la acumulación de energía eléctrica en baterías, tanto en grandes instalaciones que faciliten un mejor funcionamiento de la red eléctrica, como a pequeña escala de cara a su utilización distribuida.
 - **Generación termoeléctrica:** Gas Natural Fenosa trabaja en este ámbito de innovación en dos líneas principales: mejora del rendimiento de plantas de generación y reducción de emisiones en generación.
- **Redes:** En redes de gas el reto principal es conseguir mayor optimización en la seguridad y durabilidad de la red, así como mayor automatización y una mejor interacción con el cliente. En redes eléctricas, se sigue dedicando grandes esfuerzos a optimizar la red de distribución de electricidad, con especial atención a la seguridad en el trabajo, los aspectos medioambientales y la mejora en la calidad del suministro. Dichos esfuerzos buscan transformar las redes eléctricas en redes cada vez más inteligentes.
- **Clientes:** En el área de innovación de Smart Client, de reciente creación, la compañía se está centrando en ofrecer productos y servicios de alto valor añadido para distintas tipologías de clientes finales.
- **Gas Natural Licuado (GNL):** El objetivo general de esta línea es fortalecer la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del GNL, a todas las

escalas, para impulsar su uso como combustible alternativo a los derivados del petróleo y como solución en la propulsión de buques más respetuosos con el medio ambiente.

- Automatización y gestión de información: es un área transversal que pretende aglutinar los proyectos que ya se están desarrollando para ganar en sinergias y potenciar los resultados.

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 2016, tal y como requiere el artículo 526 de la Ley de Sociedades de Capital.

8. Acciones propias

La Junta General de Accionistas de 14 de mayo de 2015 autorizó 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%.

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 con acciones propias de Gas Natural SDG, S.A. han sido los siguientes:

| | Número de acciones | Importe en millones de euros | % Capital |
|----------------------------------|--------------------|------------------------------|-------------|
| A 1 de enero de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | 2.899.180 | 58 | 0,3% |
| Enajenaciones | (2.899.180) | (58) | (0,3%) |
| A 31 de diciembre de 2015 | - | - | - |
| Adquisiciones | 3.049.189 | 53 | 0,3% |
| Enajenaciones | (2.298.644) | (40) | (0,2%) |
| A 31 de diciembre de 2016 | 750.545 | 13 | 0,1% |

En el ejercicio 2016 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,4 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (2 millones de euros de beneficio en 2015).

Toda la información sobre acciones propias se describe en la Nota 13 de la Memoria consolidada.

9. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 38 de la Memoria Consolidada.



Glosario de términos

| Medidas alternativas de rendimiento | Definición |
|--|--|
| EBITDA | Resultado de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones – Otros resultados |
| Deuda financiera bruta | Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes |
| Deuda financiera neta | Deuda financiera bruta – Efectivos y otros activos líquidos equivalentes – Activos financieros derivados |
| Endeudamiento | Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto) |
| Coste deuda financiera neta | Coste de la deuda financiera - Intereses |
| Ratio de liquidez | Activos corrientes/Pasivos corrientes |
| Ratio de solvencia | (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes |
| ROE | Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido |
| ROA | Resultado atribuible/Total activos |
| Capitalización bursátil | Número de acciones al cierre del período por cotización al cierre del período |
| Beneficio por acción | Resultado neto del periodo/ Número de acciones al cierre del periodo |
| Patrimonio neto atribuible por acción | Patrimonio neto atribuible/ Número de acciones al cierre del periodo |
| PER | Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres |
| EV | Valor empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta |
| Inversiones netas | Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión |
| Gasto de personal, neto | Gastos de personal – Gastos de personal activados |
| WACC | Coste medio ponderado de capital |

ANEXO I



**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

| | |
|--|------------|
| FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA | 31/12/2016 |
|--|------------|

| | |
|---------------|------------|
| C.I.F. | A-08015497 |
|---------------|------------|

| |
|----------------------------|
| DENOMINACIÓN SOCIAL |
| GAS NATURAL SDG, S.A. |

| |
|-----------------------------|
| DOMICILIO SOCIAL |
| PLAZA DEL GAS, 1, BARCELONA |

**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**



A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

| Fecha de última modificación | Capital social (€) | Número de acciones | Número de derechos de voto |
|------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|
| 22/06/2012 | 1.000.689.341,00 | 1.000.689.341 | 1.000.689.341 |

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

SI No

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 | Número de derechos de voto indirectos | % sobre el total de derechos de voto |
|---|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERC | 40.092.780 | 0 | 4,01% |
| REPSOL, S.A. | 200.964.920 | 0 | 20,08% |
| GLOBAL INFRASTRUCTURE PARTNERS III | 0 | 200.137.868 | 20,00% |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | 0 | 244.557.729 | 24,44% |

| Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación | A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación | Número de derechos de voto |
|--|---|----------------------------|
| GLOBAL INFRASTRUCTURE PARTNERS III | GIP III CANARY 1, S.A R.L. | 200.137.868 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | CRITERIA CAIXA, S.A.U. | 244.557.521 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | CAIXABANK, S.A. | 208 |

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

| Nombre o denominación social del accionista | Fecha de la operación | Descripción de la operación |
|--|-----------------------|--|
| REPSOL, S.A. | 21/09/2016 | Se ha descendido el 10% del capital Social |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | 21/09/2016 | Se ha descendido el 10% del capital Social |
| GIP III CANARY 1, S.A R.L. | 21/09/2016 | Se ha superado el 15% del capital Social |

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

37

| Nombre o denominación social del Consejero | Número de derechos de voto directos | Número de derechos de voto indirectos | % sobre el total de derechos de voto |
|--|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN | 0 | 0 | 0,00% |
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | 0 | 0 | 0,00% |
| DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA | 18.156 | 0 | 0,00% |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | 17.426 | 0 | 0,00% |
| DON RAMON ADELL RAMON | 5.000 | 0 | 0,00% |
| DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI | 6.339 | 0 | 0,00% |
| DON RAFAEL VILLASECA MARCO | 13.055 | 8.917 | 0,00% |
| DON FRANCISCO BELIL CREXELL | 7.128 | 0 | 0,00% |
| DOÑA BENITA MARIA FERRERO-WALDNER | 0 | 0 | 0,00% |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | 2.100 | 0 | 0,00% |
| DON WILLIAM ALAN WOODBURN | 0 | 0 | 0,00% |
| DON MARCELINO ARMENTER VIDAL | 12.600 | 0 | 0,00% |
| DON MARIO ARMERO MONTES | 0 | 0 | 0,00% |
| DON ALEJANDRO GARCÍA-BRAGADO DALMAU | 0 | 0 | 0,00% |
| DOÑA HELENA HERRERO STARKIE | 0 | 0 | 0,00% |
| DON RAJARAM RAO | 0 | 0 | 0,00% |
| DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES | 350 | 0 | 0,00% |

| Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación | A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación | Número de derechos de voto |
|--|---|----------------------------|
| DON RAFAEL VILLASECA MARCO | RAVIFA 2013, S.L. | 8.917 |

| | |
|--|-------|
| % total de derechos de voto en poder del consejo de administración | 0,00% |
|--|-------|

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

| Nombre o denominación social relacionados |
|--|
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) |
| REPSOL, S.A. |

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

Las relaciones comerciales o societarias existentes entre Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa) y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichas entidades. El pacto parasocial que mantenían fue terminado el 21 de septiembre de 2016. Ver apartado A.6.

| Nombre o denominación social relacionados |
|--|
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) |
| REPSOL, S.A. |

Tipo de relación: Contractual



Breve descripción:

Las relaciones comerciales o societarias existentes entre Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa) y Repsol, S.A. se detallan en la información elaborada por dichas entidades. El pacto parasocial que mantenían fue terminado el 21 de septiembre de 2016. Ver 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 |
|--|
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) |
| GAS NATURAL SDG, S.A. |

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

Las relaciones existentes derivan del tráfico comercial ordinario y están referidos en el apartado D.2 y en las cuentas anuales.

| Nombre o denominación social relacionados |
|---|
| REPSOL, S.A. |
| GAS NATURAL SDG, S.A. |

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

Las relaciones existentes derivan del tráfico comercial ordinario y están referidos en el apartado D.2 y en las cuentas anuales.

| Nombre o denominación social relacionados |
|--|
| SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERCIALISATION DU GAZ NATUREL |
| GAS NATURAL SDG, S.A. |

Tipo de relación: Comercial

Breve descripción:

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:

Sí No

| Intervinientes del pacto parasocial |
|-------------------------------------|
| REPSOL, S.A. |
| CRITERIA CAIXA, S.A.U. |

Intervinientes del pacto parasocial

GIP III CANARY 1, S.À R.L.

gasNatural SDG, S.A.

Porcentaje de capital social afectado: 64,52%

Breve descripción del pacto:

Los intervinientes han asumido determinados compromisos relativos al Gobierno Corporativo de la Sociedad que tienen por objeto la composición del Consejo de Administración y sus Comisiones tal y como se detalla más adelante.

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí

No

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:

Según los hechos relevantes publicados como consecuencia del Contrato de Compraventa de acciones de fecha 12 de septiembre de 2016 entre Repsol S.A y Criteria Caixa S.A.U por un lado y GIP III CANARY 1, S.À R.L por otro, Criteria Caixa y Repsol acordaron terminar el acuerdo entre ambas en relación con su participación en GAS NATURAL SDG, S.A de fecha 11 de enero de 2000, modificado en el 16 de mayo de 2002, 16 de diciembre de 2002 y 20 de junio de 2003, en virtud del cual ambas partes ejercían control conjunto sobre GAS NATURAL SDG, S.A. Dicha terminación estaba sometida a la condición suspensiva de que se produjera la efectiva transmisión de las acciones en cuestión a GIP III CANARY 1, S.À R.L, circunstancia ésta que se produjo el 21 de septiembre de 2016.

CONTINUA EN EL APARTADO H.

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí

No

Observaciones

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 |
|-----------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| 750.545 | 0 | 0,00% |

(*) A través de:

Detalle 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 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 | 31,39 |

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.

Sí 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 3/2016, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por su carácter de operador principal en los mercados de gas y electricidad, la tenencia de sus acciones está sujeta a las restricciones establecidas en el artículo 34 del Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios.

A.11 Indique si la junta general ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí No

B.2 Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

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 | |
| 14/05/2015 | 68,57% | 11,96% | 0,00% | 0,00% | 80,53% |
| 04/05/2016 | 68,67% | 8,77% | 0,00% | 0,00% | 77,44% |

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 nomb. | Fecha Último nomb. | gasNatural S.A. de elección |
|--|---------------|-------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------------------------|
| DON ISIDRO FAINE CASAS | | Dominical | PRESIDENTE | 18/05/2015 | 18/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | | Dominical | VICEPRESIDENTE 1º | 21/09/2016 | 21/09/2016 | COOPTACION |
| DON WILLIAM ALAN WOODBURN | | Dominical | VICEPRESIDENTE 2º | 30/09/2016 | 30/09/2016 | COOPTACION |
| DON RAFAEL VILLASECA MARCO | | Ejecutivo | CONSEJERO DELEGADO | 28/01/2005 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON RAMON ADELL RAMON | | Independiente | CONSEJERO | 18/06/2010 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA 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 MARCELINO ARMENTER VIDAL | | Dominical | CONSEJERO | 21/09/2016 | 21/09/2016 | COOPTACION |
| DON MARIO ARMERO MONTES | | Dominical | CONSEJERO | 21/09/2016 | 21/09/2016 | COOPTACION |
| DON FRANCISCO BELIL CREMELL | | Independiente | CONSEJERO | 14/05/2015 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DOÑA BENITA MARIA FERRERO-WALDNER | | Independiente | CONSEJERO | 14/05/2015 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON ALEJANDRO GARCÍA-BRAGADO DALMAU | | Dominical | CONSEJERO | 21/09/2016 | 21/09/2016 | COOPTACION |
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | | Independiente | CONSEJERO | 14/05/2015 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DOÑA HELENA HERRERO STARKIE | | Independiente | CONSEJERO | 04/05/2016 | 04/05/2016 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN | | Dominical | CONSEJERO | 14/05/2015 | 14/05/2015 | ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS |
| DON RAJARAM RAO | | Dominical | CONSEJERO | 21/09/2016 | 21/09/2016 | COOPTACION |
| DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA | | Dominical | CONSEJERO | 26/02/2010 | 11/04/2014 | 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 SALVADOR GABARRO SERRA | Ejecutivo | 21/09/2016 |
| DON EMILIANO LOPEZ ACHURRA | Independiente | 04/05/2016 |
| DON ANTONIO BRÚFAU NIUBO | Dominical | 21/09/2016 |
| DON DEMETRIO CARCELLER ARCE | Dominical | 15/09/2016 |
| DON HERIBERT PADROL MUNTÉ | Dominical | 21/09/2016 |
| DON JUAN ROSELL LASTORTRAS | Dominical | 20/09/2016 |
| DON MIGUEL VALLS MASEDA | Independiente | 21/09/2016 |

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta categoría:

CONSEJEROS EJECUTIVOS



| Nombre o denominación social del consejero | Cargo en el organigrama de la sociedad |
|--|--|
| DON RAFAEL VILLASECA MARCO | CONSEJERO DELEGADO |

| | |
|---------------------------------------|-------|
| Número total de consejeros ejecutivos | 1 |
| % sobre el total del consejo | 5,88% |

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

| Nombre o denominación social del consejero | Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento |
|--|--|
| DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI | CRITERIA CAIXA, S.A.U. |
| DON MARCELINO ARMENTER VIDAL | CRITERIA CAIXA, S.A.U. |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | CRITERIA CAIXA, S.A.U. |
| DON ALEJANDRO GARCIA-BRAGADO DALMAU | CRITERIA CAIXA, S.A.U. |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | REPSOL, S.A. |
| DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN | REPSOL, S.A. |
| DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA | REPSOL, S.A. |
| DON MARIO ARMERO MONTES | GIP III CANARY 1, S.A R.L. |
| DON RAJARAM RAO | GIP III CANARY 1, S.A R.L. |
| DON WILLIAM ALAN WOODBURN | GIP III CANARY 1, S.A R.L. |

| | |
|--|--------|
| Número total de consejeros dominicales | 10 |
| % sobre el total del consejo | 58,82% |

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero:

DONÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL

Perfil:

Doctora en Biología

Nombre o denominación del consejero:

DON RAMON ADELL RAMON

Perfil:

Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de Barcelona.

Nombre o denominación del consejero:

DON FRANCISCO BELIL CREIXELL

Perfil:

Ingeniero Superior.



Nombre o denominación del consejero:

DOÑA BENITA MARIA FERRERO-WALDNER

Perfil:

Doctora en Derecho.

Nombre o denominación del consejero:

DOÑA HELENA HERRERO STARKIE

Perfil:

Licenciada en Ciencias Químicas.

Nombre o denominación del consejero:

DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES

Perfil:

Doctor en Derecho.

| | |
|---|--------|
| Número total de consejeros independientes | 6 |
| % total del consejo | 35,29% |

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.

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Se identificará a los otros consejeros externos y se detallarán los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos o sus accionistas:

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el período en la categoría de cada consejero:

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

| | Número de consejeras | | | | % sobre el total de consejeros de cada tipología | | | |
|----------------|----------------------|----------------|----------------|----------------|--|----------------|----------------|----------------|
| | Ejercicio 2016 | Ejercicio 2015 | Ejercicio 2014 | Ejercicio 2013 | Ejercicio 2016 | Ejercicio 2015 | Ejercicio 2014 | Ejercicio 2013 |
| Ejecutiva | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Dominical | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Independiente | 3 | 2 | 0 | 0 | 17,65% | 11,76% | 0,00% | 0,00% |
| Otras Externas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Total: | 3 | 2 | 0 | 0 | 17,65% | 11,76% | 0,00% | 0,00% |

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 Compañía apuesta decididamente por el principio de diversidad en la composición de su Consejo de Administración y por el respeto al derecho de los accionistas de realizar las propuestas de nombramiento de Consejeras que estimen convenientes en atención al mandato legal de representación proporcional. Por ello, en lo que respecta a la diversidad de género, del mismo modo que el Consejo de administración es respetuoso con las propuestas de consejeros dominicales recibidas de los accionistas, en cambio en relación con los consejeros independientes, la propuesta corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Esta ha adoptado en las últimas renovaciones un criterio activo para lograr dicha diversidad. Como consecuencia de ello, en la propuesta a la Junta de accionistas de 2015, la mitad de los nuevos consejeros independientes fueron hombres y la otra mitad mujeres y en la Junta de accionistas de 2016, dado que sólo había una renovación, se optó por que el único consejero a proponer fuera mujer. Resultado de ello es que se ha logrado en un breve plazo que haya paridad entre los consejeros independientes.

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

Las Consejeras representan el 17,64% del total de los Consejeros. La Compañía va incorporando gradualmente Consejeras a su Consejo de Administración como una manifestación de su apuesta por la diversidad en la composición del Consejo, una de cuyas manifestaciones más relevantes es la diversidad de género pues se ha pasado de 0 Consejeras en 2014 a 3 Consejeras en 2016, habiéndose logrado que en un breve plazo haya paridad entre los Consejeros Independientes.

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.

Explicación de las conclusiones

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha verificado la Política de selección de Consejeros y ha concluido que la misma es acorde con una estructura accionarial de la Compañía muy definida que impone el respecto a determinadas exigencias legales de respeto al principio de representación proporcional de los accionistas, el cual debe hacerse compatible con las recomendaciones de buen gobierno corporativo. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones está satisfecha

con que los logros alcanzados tras la Junta de accionistas de 2016 se hayan mantenido en la reestructuración del gobierno corporativo producido en septiembre de 2016.



C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

De los cuatro accionistas significativos que tiene la Compañía en la actualidad sólo tres de ellos disponen de Consejeros Dominicales. CRITERIA CAIXA, S.A.U. tiene cuatro Consejeros Dominicales, REPSOL, S.A. y GIP III CANARY, I S À R.L. llenen cada una de ellas tres Consejeros Dominicales y SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION ET LA COMMERCIALISATION no tiene ningún Consejero Dominical. Dicha representación es plenamente consistente con el principio de representación proporcional.

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:

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

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero:

DON SALVADOR GABARRO SERRA

Motivo del cese:

Cambio accionarial.

Nombre del consejero:

DON HERIBERT PADROL MUNTÉ

Motivo del cese:

Cambio accionarial.

Nombre del consejero:

DON ANTONIO BRUFAU NIUBO

Motivo del cese:

Cambio accionarial.



Nombre del consejero:

DON DEMETRIO CARCELLER ARCE

Motivo del cese:

Cambio accionarial.

Nombre del consejero:

DON JUAN ROSELL LASTORTRAS

Motivo del cese:

Ver nota en apartado H

Nombre del consejero:

DON MIGUEL VALLS MASEDA

Motivo del cese:

Cambio accionarial.

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero:

DON RAFAEL VILLASECA MARCO

Breve descripción:

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:

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 del grupo | Cargo |
|--|--|-----------|
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | CORPORACION FINANCIERA ALBA, S.A. | CONSEJERO |
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | COMPAÑIA DE DISTRIBUCIÓN INTEGRAL LOGISTA HOLDINGS, S.A. | CONSEJERO |



| Nombre o denominación social del consejero | Denominación social de la entidad del grupo | |
|--|---|----------------------|
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | SYGNIS AG | PRESIDENTE |
| DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA | REPSOL. S.A. | SECRETARIO CONSEJERO |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | THE BANK OF EAST ASIA | CONSEJERO |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY, S.A. | CONSEJERO |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | TELEFONICA, S.A. | VICEPRESIDENTE |
| DOÑA BENITA MARIA FERRERO-WALDNER | MUNICH REINSURANCE CO | CONSEJERO |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | REPSOL, S.A. | CONSEJERO DELEGADO |
| DON RAMON ADELL RAMON | ORYZON GENOMICS, S.A. | CONSEJERO |
| DON MARCELINO ARMENTER VIDAL | ABERTIS INFRAESTRUCTURAS, S.A. | CONSEJERO |
| DON MARIO ARMERO MONTES | COMPAÑIA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS, S.A. | CONSEJERO |

C.1.13 Indique y, en su caso explique, si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí

No

C.1.14 Apartado derogado.

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

| | |
|---|-------|
| Remuneración del consejo de administración (miles de euros) | 7.655 |
| Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros) | 3.241 |
| Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros) | 0 |

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 |
|-------------------------------------|--|
| DOÑA ROSA MARÍA SANZ GARCÍA | DIRECTORA GENERAL DE PERSONAS Y RECURSOS |
| DON MANUEL FERNÁNDEZ ÁLVAREZ | DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MAYORISTAS DE ENERGÍA |
| DON JOSE MARIA EGEA KRAUEL | DIRECTOR GENERAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA |
| DON ANTONI PERIS MINGOT | DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS REGULADOS |
| DON DANIEL LOPEZ JORDA | DIRECTOR GENERAL DE NEGOCIOS MINORISTAS DE ENERGÍA |
| DON SERGIO ARANDA MORENO | DIRECTOR GENERAL DE LATINOAMÉRICA |
| DON ANTONIO BASOLAS TENA | DIRECTOR GENERAL DE ESTRATEGIA Y DESARROLLO |
| DON CARLOS AYUSO SALINAS | DIRECTOR DE AUDITORÍA INTERNA, COMPLIANCE Y CONTROL INTERNO |
| DON JORDI GARCIA TABERNERO | DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES INSTITUCIONALES |
| DON CARLOS JAVIER ALVAREZ FERNANDEZ | DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO |
| DON MANUEL GARCÍA COBALEDA | DIRECTOR GENERAL DE SERVICIOS JURÍDICOS Y SECRETARÍA DEL CONSEJO |

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

| Nombre o denominación social del consejero | Denominación social del accionista significativo | Cargo |
|--|--|----------------------|
| DON LUIS SUÁREZ DE LEZO MANTILLA | REPSOL, S.A. | SECRETARIO CONSEJERO |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | REPSOL, S.A. | CONSEJERO DELEGADO |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | REPSOL OIL & GAS CANADA INC. | PRESIDENTE |
| DON ISIDRO FAINE CASAS | CRITERIA CAIXA, S.A.U. | PRESIDENTE |
| DON MARCELINO ARMENTER VIDAL | CAIXA CAPITAL RISC S.G.E.C.R., S.A. | PRESIDENTE |
| DON ALEJANDRO GARCÍA-BRAGADO DALMAU | CRITERIA CAIXA, S.A.U. | VICEPRESIDENTE 1º |

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:

DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

REPSOL, S.A.

Descripción relación:

DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO FINANCIERO Y DESARROLLO CORPORATIVO

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

REPSOL, S.A.

Descripción relación:

SECRETARIO GENERAL

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON ISIDRO FAINE CASAS

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)

Descripción relación:



Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON MARCELINO ARMENTER VIDAL

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA)

Descripción relación:

DIRECTOR GENERAL DE CRITERIA CAIXA, S.A.U.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON RAJARAM RAO

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

GLOBAL INFRASTRUCTURE PARTNERS III

Descripción relación:

SOCIO

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON WILLIAM ALAN WOODBURN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

GLOBAL INFRASTRUCTURE PARTNERS III

Descripción relación:

SOCIO

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

SI

No

Descripción modificaciones

En septiembre de 2016 se han introducido modificaciones que han afectado a dos ámbitos:

1. Establecimiento de mayorías reforzadas para la adopción de acuerdos en determinadas materias (art 10): adquisición o enajenación de activos por importe superior a 500 millones de euros, aprobación de presupuestos y plan estratégico, política de dividendos, contratos de financiación o contratos de aprovisionamiento de gas de más de 500 millones de euros, otros contratos materiales o inversiones de CAPEX de más de 200 millones de euros, modificaciones materiales en las políticas contables o fiscales y reformulación de cuentas. El art. 5 establece una reserva de estas materias al Consejo en pleno.

2. Se han modificado el número de miembros de la Comisión Ejecutiva y de la Comisión Ejecutiva para hacer compatible el principio de representación proporcional de los accionistas con el pleno respeto a las exigencias contenidas en la Ley de Sociedades de Capital en cuanto a presencia de independientes en dichas Comisiones. Para ello se ha ampliado a 10 el número máximo de miembros de la Comisión Ejecutiva (art. 30) y a 7 el de la de Auditoría (art. 32). (vid. Apartado C.2.5 Infra)



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.- Rreelección:

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 como el de sus Comisiones.

4.- Cese o remoción:

Los Consejeros cesarán en su cargo por el transcurso del periodo para el que fueron nombrados, salvo reelección y cuando lo decida la Junta General en uso de las atribuciones que ostenta. Asimismo, cesarán en los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

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 anterioridad 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.

En todo caso, es preciso destacar que el Consejo de Administración presta especial atención a las cuestiones de diversidad y no sólo diversidad de género, en el marco del pleno respeto al derecho de los accionistas reconocido por la Ley de

representación proporcional. Ello se ha traducido en que los miembros actuales del Consejo de Administración responden a perfiles profesionales y trayectorias distintas, complementarias unas de otras. En este sentido, el Consejo de Administración está formado por Consejeros que responden a perfiles marcadamente financieros de ámbito nacional e internacional, de negocio, con experiencia en el ámbito institucional y de las relaciones internacionales, jurídicos y de gobierno corporativo, relacionados con el mundo de la innovación y las nuevas tecnologías, etc. El Consejo de Administración considera esta circunstancia especialmente relevante porque contribuye a fomentar una visión más completa e integradora a la hora de analizar las distintas cuestiones que se le someten.

gas natural SGO, S.A.

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 2016 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.

Independientemente de que el Presidente del Consejo y el Consejero Delegado han intervenido en todos los temas sometidos al Consejo, puntualmente, es de destacar que la diversidad de perfiles de los distintos miembros del Consejo de Administración se ha traducido en que las intervenciones de los mismos hayan destacado en materias como:

- D. Antonio Brufau Nubó: monitorización de inversiones, especialmente en países extranjeros.
- D. Ramón Adell Ramón: auditoría y cuentas anuales.
- D. Enrique Alcántara-García Irujoqui: rating de la Compañía.
- D. Xabier Añoveros Trias de Bes: Plan Estratégico.
- D. Francisco Betil Creixell: negocios de expansión.
- D. Demetrio Cervera Arce: inversiones internacionales.
- Dª Benita María Ferrero-Waldner: compromisos en la UE y expansión en Asia e India. Electricaribe.
- Dª Cristina Garmendia Mendizábal: inversiones en tecnología de la Información, Electricaribe.
- D. Emilliano López Achurra: contexto político y económico mundial.
- D. Miguel Martínez San Martín: evolución del Brent y del dólar, así como rating de la Compañía.
- D. Heribert Padrol Munté: fiscalidad.
- D. Joan Rosell Lastortras: política de dividendos.
- D. Luis Suárez de Lezo Manilla: Plan Estratégico.
- D. Miguel Valls Masada: política de retribuciones.
- D. Mario Amero Montes: estrategia legal en Colombia.
- D. Marcelino Armenter Vidal: temas económicos.
- D. Rajaram Rao: reporting al Consejo y presentación de información al mercado.
- D. Josu Jon Imaz San Miguel: evolución de los mercados en el medio y largo plazo.
- D. William Alan Woodburn: seguridad, salud, medioambiente y eficacia operativa.
- D. Alejandro García-Bragado Dalmau: gobierno corporativo.
- Dª Helena Herrero Starkle: innovación tecnológica y operativa.

C.1.20.bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado, en su caso, por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus 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 incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

C.1.22 Apartado derogado.

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Si

No

En su caso, describa las diferencias.

| Descripción de las diferencias |
|--------------------------------|
|--------------------------------|

El artículo 10.4 del Reglamento del Consejo de Administración indica lo siguiente:

“4.- Los acuerdos deberán adoptarse con el voto de la mayoría absoluta de los Consejeros que concurren, presentes o representados, salvo que la Ley, los Estatutos o el presente Reglamento establezcan una mayoría reforzada. La votación por escrito y sin sesión, sólo será admitida cuando ningún Consejero se oponga a este procedimiento y se cumplan los requisitos establecidos en el Reglamento del Registro Mercantil.

Con carácter especial, se requerirá el voto favorable de dos tercios de los consejeros concurrentes, presentes o representados, para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias reservadas al pleno del Consejo y, por consiguiente, indelegables:

- a) La adquisición o enajenación de activos pertenecientes a la Sociedad (con independencia de los medios jurídicos que se utilicen a tal efecto y, en particular, aunque se realicen mediante operaciones de fusión, escisión u otros de sociedades dependientes) por importe superior a 500.000.000 euros, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General o se realicen en ejecución del presupuesto o plan estratégico o de negocio de la Sociedad.
- b) La aprobación del presupuesto y el plan estratégico o de negocio de la Sociedad.
- c) La modificación de la política de distribución de dividendos y la aprobación de una nueva.
- d) La suscripción, modificación, renovación, no renovación o terminación por la Sociedad de contratos de financiación o refinanciación por un importe superior a 500.000.000 euros.
- e) La suscripción, modificación, renovación, no renovación o terminación por la Sociedad de cualquier contrato material, distinto de los previstos en el apartado d) anterior, cuyo importe exceda de 500.000.000 euros en el caso de contratos de aprovisionamiento de gas y de 200.000.000 euros en el caso de otros contratos.
- f) Las modificaciones materiales en los criterios y políticas contables o fiscales de la Sociedad, salvo que se deban a modificaciones de la legislación aplicable o al cumplimiento de las directrices y criterios fijados por las autoridades competentes en la materia.
- g) La reformulación de las cuentas anuales de la Sociedad, salvo que tal reformulación se deba a una modificación legislativa o al cumplimiento de las directrices y criterios fijados por las autoridades competentes en la materia.
- h) La realización de inversiones de capital (capex) no previstas en el presupuesto anual de la Sociedad por importe superior a 200.000.000 euros.
- i) La modificación de este apartado i), la modificación de las materias de los apartados a) a h) anteriores o la modificación de la mayoría reforzada de voto prevista para cualquiera de ellas.”

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

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Si

No

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:



Si

No

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

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 segundo 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 Secretaría del Consejo con la suficiente antelación."

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.

| | |
|--|----|
| Número de reuniones del consejo | 15 |
| Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente | 0 |

Si el presidente es consejero ejecutivo, indique 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:

| Comisión | Nº de Reuniones |
|---|-----------------|
| COMISIÓN EJECUTIVA | 6 |
| COMISIÓN DE AUDITORÍA | 7 |
| COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES | 8 |

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 las asistencias de todos los consejeros | 9 |
|---|---|



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 ALVAREZ FERNANDEZ | DIRECTOR GENERAL ECONÓMICO-FINANCIERO |

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la junta general con salvedades en el informe de auditoría.

El artículo 7 del Reglamento del Consejo establece lo siguiente: "1.-Una vez en su poder los informes emitidos por la Dirección General Económico Financiera y por la Comisión de Auditoría, y tras las pertinentes aclaraciones, el Consejo de Administración formulará en términos claros y precisos, que faciliten la adecuada comprensión de su contenido, las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión, tanto Individuales como consolidados. El Consejo de Administración velará por que los mismos muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la sociedad, conforme a lo previsto en la Ley. 2.-Salvo manifestación en contrario que expresamente se haga constar en Acta, se entenderá que antes de suscribir la formulación de las Cuentas Anuales exigida por la Ley, el Consejo de Administración y cada uno de sus vocales, ha dispuesto de la información necesaria para la realización de este acto, pudiendo hacer constar en su caso las salvedades que estime pertinentes. 3.- El Consejo de Administración procurará formular las cuentas de manera que no haya lugar a salvedades por parte del auditor de cuentas de la sociedad. No obstante, cuando el Consejo de Administración considere que debe mantener su criterio, explicará públicamente el contenido y alcance de la discrepancia."

Con carácter previo a su presentación a la Comisión de Auditoría y posteriormente al Consejo de Administración, las Cuentas de la Compañía son certificadas por el Director General Económico-Financiero.

En virtud de lo establecido en el artículo 51 bis de los Estatutos Sociales y en la Ley de Sociedades de Capital, a la Comisión de Auditoría, le corresponden, entre otras las funciones de informar a la Junta general de accionistas sobre las cuestiones que se planteen en relación con aquellas materias que sean competencia de la Comisión y, en particular, sobre el resultado de la auditoría explicando cómo esta ha contribuido a la Integridad de la información financiera y la función que la comisión ha desempeñado en ese proceso, así como supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera preceptiva y presentar recomendaciones o propuestas al órgano de administración, dirigidas a salvaguardar su Integridad.

Asimismo, el Consejo de Administración de la Compañía le ha encomendado entre otras facultades a la Comisión de Auditoría la de 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 a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones.

C.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Si No

Si el secretario no tiene la condición de consejero complete el siguiente cuadro:

| Nombre o denominación social del secretario | Representante |
|---|---------------|
| DON MANUEL GARCIA COBALEDA | |

C.1.34 Apartado derogado.



C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

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

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

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 No

| | Sociedad | Grupo | Total |
|---|----------|-------|-------|
| Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros) | 0 | 233 | 233 |
| Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %) | 0,00% | 5,80% | 4,70% |

2



C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente del comité de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

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 | 26 | 26 |
| Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %) | 100,00% | 100,00% |

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento

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 extienda 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."

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:

Sí No

Detalle el procedimiento

Establece el artículo 9, puntos 2 y 3, del Reglamento del Consejo: "2.- La convocatoria de las sesiones ordinarias se realizará por el Presidente, o por el Secretario o Vicesecretario por orden del Presidente, y se efectuará por cualquiera de los medios estatutariamente previstos, asimilándose a la carta la remisión de la documentación por correo electrónico, siempre que el Consejero receptor haya dado su dirección en dicho correo. La convocatoria incluirá el lugar de celebración y el orden del día de la misma y, se cursará, salvo casos excepcionales, con una antelación mínima de 48 horas a la celebración de la reunión. Con carácter previo a cada reunión, los Consejeros dispondrán de la información y documentación consideradas convenientes o relevantes sobre los temas a tratar en el Consejo. Además, a los Consejeros se les entregará el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada. 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 tales casos, 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." El procedimiento seguido supone remitir, habitualmente con una semana de antelación, la convocatoria de la reunión, el orden del día y toda aquella información que esté disponible y pueda resultar útil para un más exacto conocimiento de los asuntos a tratar en la sesión del Consejo.

Asimismo, durante la reunión están disponibles para ser llamados -y, con frecuencia, se hace uso de ello- los directivos cuyos asuntos son tratados de forma que los Consejeros puedan pedir aclaraciones, datos u opiniones en relación con los puntos tratados en la sesión.

Finalmente, los consejeros pueden solicitar información adicional que estimen necesario para el ejercicio de sus funciones a través de la Secretaría del Consejo.

C.1.42 Indique y, en su caso detalle, si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí

No

Explique las reglas

Conforme al artículo 16.3, e) 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 incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en las leyes, Estatutos Sociales o en este Reglamento.
- c) Cuando infrinjan gravemente sus obligaciones como Consejeros, poniendo en riesgo los intereses de la Sociedad.
- d) Cuando desaparezca la causa por la que fueron nombrados como Consejeros Independientes, Ejecutivos o Dominicales.

C.1.43 Indique si algún miembro del consejo de administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí

No

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.

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.

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 FENQSA.

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 SOG, 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 el acreedor pacta 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. 2.500 millones de Euros que podrían ser objeto de reembolso anticipado en caso de cambio de control, la mayoría de ese importe ligado a financiación de infraestructuras con fondos del Banco Europeo de Inversiones. Requieren además una reducción del rating y 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 del importe dispuesto y en general cuentan con plazos especiales de reembolso de la deuda más extensos a los de los supuestos de resolución anticipada.

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: 30

Tipo de beneficiario:

Comité de Dirección y otros Directivos

Descripción del Acuerdo:

El contrato del Consejero Delegado fue modificado en octubre de 2016 en lo relativo a las causas y régimen de extinción habiéndose modificado dicha cláusula del contrato y extendido su duración a todo su vigente mandato como Consejero de la compañía.

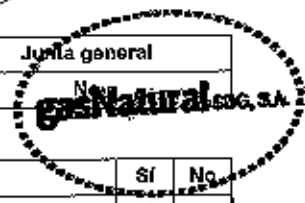
El contrato del Consejero Delegado establece una indemnización por importe de tres anualidades de la retribución total a la fecha de la modificación contractual para determinados supuestos de extinción de la relación contractual: por decisión de la compañía, salvo incumplimiento muy grave y culpable de sus obligaciones profesionales que ocasione un perjuicio grave a los intereses de Gas Natural SDG S.A., por decisión del Consejero Delegado o por finalización del contrato. Adicionalmente y en concepto de pacto no competencia post-contractual durante un año se establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución total.

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, que incluyen ciertos casos de cambio de control, despido improcedente o los supuestos contemplados en los arts. 40, 41 o 50 del Estatuto de los Trabajadores. Asimismo, los contratos suscritos con los miembros del Comité de Dirección y el Director de Auditoría Interna contienen una cláusula que establece una indemnización equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años.

Por otra parte, existen acuerdos de indemnización con otros dieciséis directivos, equivalente a una anualidad de retribución fija por no competencia post-contractual por un período de dos años. Adicionalmente, doce directivos que coinciden parcialmente con los anteriores tienen acuerdos de indemnización cuyos importes dan derecho a los mismos a percibir una indemnización mínima de una anualidad de retribución fija en unos casos y dos anualidades de retribución en otros en determinados casos de extinción de la relación, que incluyen el despido improcedente o los supuestos contemplados en los arts. 40, 41 o 50 del Estatuto de los Trabajadores.

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 | Sí | |
| | | |
| | | Sí 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

| Nombre | Cargo | Categoría |
|-----------------------------------|------------|---------------|
| DON ISIDRO FAINE CASAS | PRESIDENTE | Dominical |
| DON RAMON ADELL RAMON | VOCAL | Independiente |
| DON MARCELINO ARMENTER VIDAL | VOCAL | Dominical |
| DON FRANCISCO BELIL CREIXELL | VOCAL | Independiente |
| DOÑA BENITA MARIA FERRERO-WALDNER | VOCAL | Independiente |
| DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL | VOCAL | Dominical |
| DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN | VOCAL | Dominical |
| DON RAJARAM RAO | VOCAL | Dominical |
| DON RAFAEL VILLASECA MARCO | VOCAL | Ejecutivo |
| DON WILLIAM ALAN WOODBURN | VOCAL | Dominical |

| | |
|--------------------------------|--------|
| % de consejeros ejecutivos | 10,00% |
| % de consejeros dominicales | 60,00% |
| % de consejeros independientes | 30,00% |
| % de otros externos | 0,00% |

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:

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.

- La aprobación de los objetivos de gestión, el plan de financiación anual, la política de Inversiones y de financiación, la política de responsabilidad social corporativa.
- 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.
- 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.
- La aprobación de la información financiera que, por su condición de colizada, deba hacer pública la Sociedad periódicamente.
- La definición de la estructura del grupo de sociedades del que la sociedad sea entidad dominante.
- 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 corresponde a la Junta General.
- 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.
- 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.
 l) 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 fianzamientos 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 Patronos 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.

CONTINUA EN EL APARTADO H.

Indique si la composición delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría:

Sí

No

COMISIÓN DE AUDITORÍA

| Nombre | Cargo | Categoría |
|---------------------------------------|------------|---------------|
| DON ENRIQUE ALCANTARA-GARCIA IRAZOQUI | VOCAL | Dominical |
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | VOCAL | Independiente |
| DOÑA HELENA HERRERO STARKIE | VOCAL | Independiente |
| DON RAJARAM RAO | VOCAL | Dominical |
| DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA | VOCAL | Dominical |
| DON RAMON ADELL RAMON | PRESIDENTE | Independiente |
| DON XABIER AÑOVEROS TRIAS DE BES | VOCAL | Independiente |

| | |
|--------------------------------|--------|
| % de consejeros dominicales | 42,86% |
| % de consejeros independientes | 57,14% |
| % de otros externos | 0,00% |

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 en su sesión de 27 de noviembre de 2015 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 con 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.

CONTINUA EN EL APARTADO H.

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 RAMON ADELL RAMON |
| Nº de años del presidente en el cargo | 2 |

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

| Nombre | Cargo | Categoría |
|-------------------------------------|------------|---------------|
| DON FRANCISCO BELIL CREIXELL | PRESIDENTE | Independiente |
| DON ALEJANDRO GARCÍA-BRAGADO DALMAU | VOCAL | Dominical |
| DOÑA CRISTINA GARMENDIA MENDIZABAL | VOCAL | Independiente |
| DON MIGUEL MARTINEZ SAN MARTIN | VOCAL | Dominical |
| DON WILLIAM ALAN WOODBURN | VOCAL | Dominical |

| | |
|--------------------------------|--------|
| % de consejeros dominicales | 60,00% |
| % de consejeros independientes | 40,00% |
| % de otros externos | 0,00% |



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.
- ? Por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de enero de 2016 se le encomendó ejercitar todas las competencias en materia de responsabilidad social corporativa que hasta dicha fecha eran ejercidas por la Comisión de Auditoría.

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 secretaria de la Comisión corresponderá a la secretaria 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.

c) Actuaciones más importantes durante el ejercicio de 2016:

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.
- Calidad y eficiencia de su funcionamiento.
- Reelección, ratificación o nombramientos de Consejeros.

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 ejercicios:

| | Número de consejeras | | | | | | | |
|---|----------------------|--------|----------------|--------|----------------|-------|----------------|-------|
| | Ejercicio 2016 | | Ejercicio 2015 | | Ejercicio 2014 | | Ejercicio 2013 | |
| | Número | % | Número | % | Número | % | Número | % |
| COMISIÓN EJECUTIVA | 1 | 10,00% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% |
| COMISIÓN DE AUDITORÍA | 2 | 28,57% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% |
| COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES | 1 | 20,00% | 1 | 33,00% | 0 | 0,00% | 0 | 0,00% |

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 2016 se han modificado los artículos siguientes relacionados con dichas Comisiones: artículos 5, 30 y 32 del Reglamento del Consejo de Administración, con vistas a compatibilizar el principio de representación proporcional de los accionistas con la existencia de un adecuado número de Consejeros Independientes en pleno respeto a la legislación vigente.

Así, el número de miembros de la Comisión Ejecutiva es de 10, de los cuales el 60% (seis consejeros) son consejeros dominicales (2 designados por Criteria Caixa, S.A.U., 2 por Repsol, S.A. y 2 por GIP III Canary 1, S.A.R.L.), o que está en consonancia con la participación accionarial que cada una de dichas Compañías ostenta en GAS NATURAL SDG. El número de miembros de la Comisión de Auditoría es 7, de los cuales 4, la mayoría, son independientes y 3 dominicales, uno en representación de cada uno de los accionistas con participaciones iguales o superiores al 20%. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene 5 miembros, de los cuales 3 (el 60%) representan a cada uno de los accionistas con participación accionarial igual o superior al 20% y 2 (40%), son independientes.

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 INTRAGRUPU

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

Conforme al art. 5.11 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.

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.

El Consejo de Administración de 30 de septiembre de 2011, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (entonces competente), acordó otorgar una autorización genérica a las operaciones vinculadas de compra de red de distribución de REPSOL BUTANO, S.A. que se realicen en condiciones normales de mercado. Dicha autorización es ejecutada por el Director General de Negocios Regulados.

El Consejo de Administración de 25 de mayo de 2012, previo Informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones (entonces competente), otorgó una autorización genérica para las operaciones ordinarias que se realicen en condiciones de mercado con CAIXABANK, S.A. o con cualquier entidad perteneciente al Grupo "la Caixa" relativas a: apertura de cuentas corrientes bancarias, inversiones financieras temporales generadas por los excedentes de tesorería de las operaciones corrientes, gestión de recibos al cobro, pagos diversos relacionados con la operativa habitual (nóminas, impuestos, Seguridad Social, proveedores y otros de similar naturaleza), emisión de tarjetas VISA y equivalentes, compra y venta de divisas al contado o a plazo con antelación al pago y cobro de facturas en moneda extranjera aprobadas, confirmación de cartas de crédito documentario, contratación de derivados de tipos de interés, así como contratos ISDA y CMOF, así como cualquier otro de similar naturaleza, que amparen todas o algunas de las operaciones anteriores). Dicha autorización es ejecutada por el Director General Económico-Financiero.

Previo Informe favorable de la Comisión de Auditoría, el Consejo de Administración el 22 de Julio de 2016 adoptó el acuerdo relativo a la realización bajo el marco ISDA de operaciones con REPSOL, S.A. relativas a OTC de electricidad, gas y CO2.. Dicha autorización es ejecutada por el Director General de Negocios Mayoristas.

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) |
|--|---|---------------------------|--|--------------------------|
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Intereses cargados | 2.752 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Intereses devengados pero no pagados | 47 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida | 24.541 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Recepción de servicios | 15.160 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Intereses abonados | 247 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Prestación de servicios | 462 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Acuerdos de financiación: otros | 513.062 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Ventas de inmovilizado Intangible | 274.528 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Acuerdos de financiación: préstamos | 123.316 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Garantías y avales | 100.000 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Contratos de gestión | 480.720 |

| 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) |
|--|---|---------------------------|--|--------------------------|
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Dividendos y otros beneficios distribuidos | 424.923 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Recepción de servicios | 6.853 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Compras de bienes terminados o no | 236.845 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Prestación de servicios | 1.363 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Ventas de bienes terminados o no | 694.198 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Compras de inmovilizado material | 424.651 |
| REPSOL, S.A. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Dividendos y otros beneficios distribuidos | 367.291 |
| GIP III CANARY 1, S.À R.L. | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Dividendos y otros beneficios distribuidos | 66.045 |
| FUNDACION BANCARIA CAIXA D'ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA (LA CAIXA) | GAS NATURAL SDG, S.A. | Comercial | Ventas de bienes terminados o no | 1.243 |

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:

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo:

GLOBAL POWER GENERATION, S.A.

Importe (miles de euros): 6.036

Breve descripción de la operación:

Dividendos percibidos de Buenergía Gas & Power, Ltd.

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 establecido en los estatutos 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 Nominamientos 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 de Auditoría, 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?

Si

No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedad filial cotizada

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;

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas del grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS



E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad, incluidos los de materia 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 considere 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

Es el máximo órgano supervisor de la eficacia del control interno y de los sistemas 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.

Unidades de Riesgos

Reportan 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 las Unidades 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. Son 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.

Las Unidades de Riesgos son responsables 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 las Unidades de Riesgos, aplican las directrices y criterios de gestión dictaminados por éstas.

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 las Unidades de Riesgos.

E.3 Señale los principales riesgos, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

RIESGO DE MERCADO:

Precio del gas

Descripción: Volatilidad en los mercados internacionales que determinan el precio del gas.

Gestión: Coberturas físicas y financieras.

Precio de la electricidad

Descripción: Volatilidad en los mercados de electricidad en España y Portugal



Gestión: Coberturas físicas y financieras. Optimización del parque de generación.

Volumen de gas

Descripción: Desajuste entre la oferta y la demanda de gas.

Gestión: Optimización de contratos y activos. Trading.

Volumen electricidad

Descripción: Reducción del hueco térmico disponible.

Gestión: Optimización del balance de comercialización/generación.

Regulación

Descripción: Exposición a la revisión de los criterios y niveles de rentabilidad reconocida para las actividades reguladas.

Gestión: Intensificación de la comunicación con organismos reguladores. Ajuste de eficiencias e inversiones a las tasas reconocidas.

Tipo de cambio

Descripción: Volatilidad en los mercados internacionales de divisa.

Gestión: Diversificación geográfica y macroeconómica a través de las tasas de inflación. Coberturas mediante financiación en moneda local y derivados.

Tipo de interés y spread crédito

Descripción: Volatilidad en los tipos de financiación

Gestión: Coberturas financieras. Diversificación de fuentes de financiación.

Fiscal

Descripción: Ambigüedad o subjetividad en la interpretación de la normativa fiscal vigente, o bien por la alteración relevante de la misma.

Gestión: Consultas a organismos expertos independientes. Contratación de firmas asesoras de primer nivel. Adhesión al Código de Buenas Prácticas Tributarias. Dotación de provisiones con criterios de prudencia.

RIESGO DE CRÉDITO

Crédito

Descripción: Potencial incremento de la morosidad, condicionado a la recuperación en España.

Gestión: 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:

Descripción: Deterioro de la percepción de Gas Natural Fenosa desde diferentes grupos de interés.

Gestión: Identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales. Transparencia en la comunicación.

Operacional: asegurable

Descripción: Accidentes, daños o indisponibilidades en los activos de Gas Natural Fenosa.

Gestión: Planes de mejora continua. Optimización del coste total del riesgo.

Operacional: medio ambiente

Descripción: Daños al entorno natural y/o social. Evolución de la regulación ambiental.

Gestión: Planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente ambiental. Pólizas de seguro específicas. Gestión Integral ambiental.

Operacional: cambio climático

Descripción: Evolución de factores medioambientales consecuencia del cambio climático. Regulación orientada a combatirlo.

Gestión: 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 las Unidades de Riesgos para garantizar la correcta identificación de todas las exposiciones, tanto actuales como potenciales.

Es responsabilidad de las Unidades de Riesgos realizar la evaluación de los riesgos identificados, atendiendo a:

- Posición en riesgo: Definición y características.
- Variables de Impacto.
- Severidad cualitativa y cuantitativa en caso de materialización del riesgo.
- Probabilidad de ocurrencia.
- 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 de las commodities, especialmente del crudo y derivados, y del pool en España. Adicionalmente, en el primer semestre del año también se han devaluado las principales monedas latinoamericanas.

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, las Unidades 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, 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, el 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 de la Información Financiera.

- **Unidad de Auditoría Interna, Compliance y Control Interno.** En general, es responsable de apoyar a la Comisión de Auditoría en la supervisión y evaluación continua de la eficacia del Sistema de Control Interno en todos los ámbitos de Gas Natural Fenosa, aportando un enfoque metódico y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos, 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 SCIF, una instrucción técnica consistente en un mapa de interrelaciones (flujos de información) del proceso de elaboración de información financiera en el que documenta las comunicaciones entre la Dirección General Económico-Financiera, los distintos responsables de los procesos y los responsables que son origen o destino de la información financiera y que se denomina "Mapa de Interrelaciones de la información financiera de Gas Natural Fenosa".

En este sentido, seis son los ejes que Gas Natural Fenosa ha tenido en cuenta para la elaboración del mapa de Interrelaciones de los procesos de elaboración de la información financiera:

- (i) la información necesaria para elaborar la Información financiera;
- (ii) los responsables que sean origen o destino de la información financiera y
- (iii) la distribución de tareas entre las distintas unidades organizativas
- (iv) el alcance de dicha distribución a todas las empresas del grupo
- (v) la periodicidad de la transmisión de la información.
- (vi) los sistemas de Información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera;

De esta forma, mediante el mapa de interrelaciones de Gas Natural Fenosa, quedan definidos claramente los procesos que impactan en la elaboración de la información financiera, tanto los procesos operativos con impacto relevante sobre la Información financiera como los procesos ligados al área administrativa y contable, y los responsables implicados en la misma.

- Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (Indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de Información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.

Dentro de los compromisos de la alta dirección de Gas Natural Fenosa se encuentra orientar sus esfuerzos a que las operaciones se desarrollen en un entorno de prácticas profesionales éticas, no sólo con la implantación de mecanismos encaminados a prevenir y detectar fraudes cometidos por empleados, o prácticas inapropiadas que puedan suponer sanciones, multas o dañar la imagen de Gas Natural Fenosa, sino también reforzando la importancia de los valores éticos y de Integridad entre sus profesionales.

En este sentido, Gas Natural Fenosa cuenta con un Código de Conducta (en adelante Código Ético), el cual fue aprobado por el Consejo de Administración en sesión celebrada el 31 de marzo de 2005, que es de obligado cumplimiento para todos los empleados de GAS NATURAL SDG, S.A. y de todas las empresas participadas en las que Gas Natural Fenosa tiene el control de la gestión. Las actualizaciones y modificaciones del Código Ético son realizadas por el Consejo de Administración de GAS NATURAL SDG, S.A.

Desde su aprobación, se ha modificado en 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 internacionales aceptadas, con los derechos humanos y las libertades públicas (...)"

gasNaturalFenosa, S.A.

- 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 aquellas 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 2006 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 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.

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 Naturalinet.

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 proveedoras 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. Asimismo, en el año 2016 se ha aprobado y publicado el Código Ético del Proveedor, que tiene como finalidad establecer las pautas que han de presidir el comportamiento ético de los proveedores, contratistas y colaboradores externos de Gas Natural Fenosa. Recoge los compromisos derivados del Pacto Mundial de Naciones Unidas además del Código Ético, la Política de Derechos Humanos, la Política de Responsabilidad Corporativa y la Política Anticorrupción de Gas Natural Fenosa.

- Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.

La ética profesional en Gas Natural Fenosa se centra en la integridad y la responsabilidad profesional, entendiendo la integridad como la actuación ética, honrada y de buena fe y la responsabilidad profesional, como la actuación 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 2008, 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 2016 de Gas Natural Fenosa se da más información de detalle sobre el Código Ético, la Política Anticorrupción las actividades de la Comisión del Código Ético y la utilización del canal de comunicación.

- Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

La necesidad de contar con una cualificación suficiente y, sobre todo actualizada, 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 la 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 dispone de un sistema de gestión de la calidad conforme con la Norma ISO 9001:2008 renovado en 2016 y con la acreditación CLIP desde 2003 y renovada por última vez en el año 2013 para un período 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. Por todo ello, es un lugar de encuentro, debate y formación que promueva la innovación y la excelencia en el desarrollo del talento para que nuestros profesionales hagan realidad los objetivos de la compañía.

Los contenidos se estructuran a través de itinerarios formativos. Estos itinerarios permiten aprovechar las sinergias de la formación y cubrir las necesidades de desarrollo de una forma ordenada, completa, estable y sostenible en el tiempo. Están compuestos por tres bloques: conocimientos de contexto (generalistas y comunes a todos los itinerarios), conocimientos funcionales (propios del puesto o perfil) y habilidades (basadas en las 24 competencias del Modelo de Liderazgo).



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 riesgos asociados. En el año 2015 comenzó la segunda fase del programa, Savia 2.0, centrada en la experiencia del cliente y la gestión del cambio. En el 2016 ha continuado, poniendo el foco, en esta ocasión, en la cooperación y el empowemint. El programa consiste en dos días de formación presencial complementada con formación online a través de una metodología innovadora. Además, en noviembre de 2015, se extendió la primera edición de Savia a Chile, para 504 participantes.

Otro de los programas relevantes es "Compromiso con la Seguridad y Salud". Gas Natural Fenosa se ha consolidado como una compañía líder en Seguridad y Salud tras la implantación de un ambicioso programa orientado a realizar un profundo cambio cultural que se inició en el año 2012. La Universidad Corporativa ha apoyado a la compañía en este proceso con este programa. En el año 2016, en materia de Prevención de Riesgos Laborales, Seguridad y Salud se han impartido aproximadamente 240.000 horas de formación a más de 12.500 empleados, con más de 55.500 participaciones en diferentes acciones formativas. Gracias a este plan los índices de frecuencia y gravedad de accidentes se han reducido en un 30% y se ha reducido el número de jornadas laborales perdidas por accidentes de trabajo.

En septiembre del 2015, como parte del "Proyecto CeX" (Customer Experience) 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 eligieron a 270 embajadores de la marca y cultura corporativa de Gas Natural Fenosa, de los cuales 18 pertenecían 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. Actualmente se ha extendido este programa a todos los empleados en España.

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 2016 más de 200 profesionales del área económico-financiera dedicaron más de 6.000 horas a su capacitación en contenidos específicos, destacándose, entre otras materias, normativa de auditoría, fiscalidad, especialización en finanzas, contabilidad, normas financieras Internacionales, control de gestión y reformas fiscales.

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 del grupo 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 recogidos en la matriz de definición de alcance se han definido los procesos y subprocesos críticos con impacto en los mismos 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 asociados al proceso de elaboración y emisión de la información financiera de Gas Natural Fenosa".

Dentro del proceso de identificación de riesgos definido por Gas Natural Fenosa en el SCIF, 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, desde la perspectiva de la información financiera, 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 previenen la realización del fraude a través de medidas disuasorias.

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 preparación 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".

El SCIIF de Gas natural Fenosa es un sistema dinámico, por lo que su actualización periódica es un proceso fundamental para cumplir en todo momento con el objetivo del mismo, es decir, para asegurar que la Información financiera del grupo es fiable. En particular, la Matriz de definición de alcances se actualiza 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 continuó con la implantación en otros países del grupo, tales como México y Francia; en 2016 se ha implantado en Holanda 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 extendió el alcance del modelo corporativo SCIIF a aquellos países de nueva integración en el grupo, como fue el caso de Chile, a raíz de la adquisición en noviembre de 2014 del grupo chileno Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE). Esta incorporación robustece y afianza 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, para 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, Compliance y Control Interno.
- 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, que se ha descrito en una instrucción técnica denominada "Ciclo de Cierre Consolidado del grupo Gas Natural Fenosa". En este documento se detalla el proceso de actualización mensual del perímetro, de acuerdo con las

operaciones societarias del período, y se describen las unidades responsables involucradas. Este proceso de identificación y actualización del perímetro es clave para la elaboración de la información financiera consolidada de 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.

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.

- 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, valiendo 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 y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros,
- las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación del grupo,
- los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones,
- la situación fiscal del grupo y las principales políticas fiscales aplicadas en las declaraciones del Impuesto de Sociedades,
- el procedimiento de selección del auditor externo
- la eficacia y eficiencia del Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) y sobre el proceso de certificación de los controles clave, así como de los planes de acción de mejora surgidos en dicho proceso.
- sobre las Políticas y Sistemas de 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.

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 el 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 SAP GRC 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 Process Control 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 correctivas.
- Frecuencia: En función de la frecuencia 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 de la Información Financiera. 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 en Madrid, que permiten facilitar la disponibilidad de los sistemas de información en caso de contingencia. Únicamente el personal autorizado puede acceder a dichas instalaciones, quedando todos los accesos registrados y, posteriormente, son revisados para analizar cualquier anomalía.

Las comunicaciones con estos sistemas incluyen sistemas como Firewall, IPS (Intrusion Prevention System) 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, para la recuperación y restauración de funciones críticas interrumpidas.

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. Gas Natural Fenosa desarrolla un proyecto de definición e implantación de una matriz de usuarios/roles/perfiles para la mejora de la segregación de funciones que asegure la coherencia de acceso a los sistemas y datos.



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 cauteles 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, y en algunos casos, en el CPD de soporte por criticidad. 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, al 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 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.

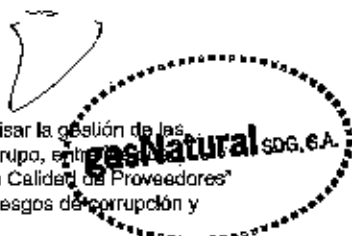
El responsable de cada fichero que contenga datos de carácter personal velará por el cumplimiento de la ley en Gas Natural Fenosa:

- ? 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 cumple 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 anuales 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, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.



Gas Natural Fenosa ha desarrollado una serie de políticas y procedimientos destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, todas ellas aprobadas por los niveles establecidos en el grupo, entre los que destacan la existencia de una "Norma General de Contratación Externa", una "Norma General de Calidad de Proveedores" y los procedimientos que las desarrollan, 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 porque la cadena de suministro cumpla con los principios que establece el Código Ético del Proveedor, al que deben adherirse los proveedores desde 2016 y cuyo contenido emana del Código Ético de Gas Natural Fenosa, de la Política de Derechos Humanos, de la Política de Seguridad y Salud, de la Política Anticorrupción, así como principios de buen gobierno internacionalmente reconocidos. La Normativa referida determina 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, calidad, seguridad, medio ambiente y responsabilidad corporativa, así como la evaluación periódica de los mismos. En determinados procesos más críticos se requiere un nivel adicional de control, que se denomina "homologación", y que se sustenta en evidencias documentales y/o auditorías para asegurar la calidad de los bienes y servicios que se adquieren.

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 adicionalmente se requiere la homologación de aquellos proveedores de determinados servicios o suministros de materiales identificados como riesgo alto (Riesgo Operativo, R. Legal, R. Seguridad y Salud, R. Calidad, y R. Environmental-Social-Governance). El proceso de homologación puede aflorar anomalías que deriven en un plan de acciones correctivas, o en la no homologación del proveedor, lo que le inhabilitaría para desarrollar esa actividad para Gas Natural Fenosa.

Asimismo se lleva a cabo la medición del desempeño realizada mediante encuestas de satisfacción del servicio sobre la base de proveedores que desarrollan actividades de riesgo alto, poniendo especial foco en los aspectos de Seguridad y Salud. Estableciendo en los casos necesarios los planes de acción o medidas correctoras.

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 que opera la entidad.

La Dirección General Económico-Financiera tiene, a través de la unidad de Planificación Contable y Auditoría Externa, entre otras funciones, la responsabilidad de mantener actualizadas las políticas contables aplicables al grupo. 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 2016. 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 Auditoría Externa 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 procesos y sistemas informáticos económico-financieros únicos para todos los países y negocios;

Los estados financieros NIIF-UE de cada país se obtienen directamente a través de la asignación cuenta local-cuenta grupo y el registro de los ajustes NIIF-UE en el propio aplicativo SAP.

Como parte del SCIIF del grupo se ha definido el mapa de interrelaciones del proceso de elaboración de la información financiera de Gas Natural Fenosa. En dicho mapa se detallan, entre otras cosas, los sistemas de información que intervienen en el proceso de elaboración y emisión de la información financiera tanto desde un punto de vista del cierre contable individual como del cierre contable consolidado.

En este sentido, en el proceso de elaboración de la información financiera y sus desgloses de Gas Natural Fenosa se utiliza el aplicativo 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 comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

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 plantean 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.
- Votar 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 elección, 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 reportará a su vez a la Comisión de Auditoría y al consejero delegado de GAS NATURAL SDG, S.A.

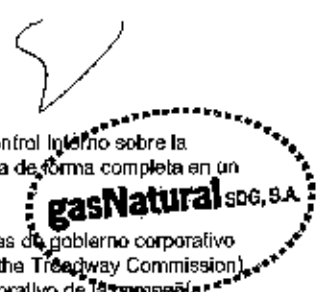
Su misión es la de garantizar la revisión continua y la mejora del sistema de control interno del Grupo, así como de asegurar el cumplimiento de la normativa externa e interna y de los Modelos de Control establecidos con el objeto de salvaguardar la eficacia y eficiencia de las operaciones, y de mitigar 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 sobre la Información Financiera (SCIIF) de Gas Natural Fenosa se supervise por parte de Auditoría Interna de forma completa en un periodo 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 acuerdo a la 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 2016 fueron los siguientes:

PROCESOS DE NEGOCIO

- Distribución Gas: Lectura y Determinación de Consumos, Captación y Puesta en Servicio, Construcción de Redes, Atención de Urgencias, Gestión de Almacenes Distribución Gas, Gestión de Irregularidades y Fraude.
- Distribución Electricidad: Gestión de Almacenes Distribución Electricidad, Operaciones, Provisión de Servicio, Desarrollo Media y Baja Tensión, Mantenimiento de Red, Lectura.
- Generación: Operación y Mantenimiento Activos Generación, Gestión de Almacenes.
- Comercialización Minorista: Captación y Contratación Instalaciones Energéticas.
- Comercialización Mayorista y Cuentas Globales: Gestión de Bajos Clientes Industriales, Gestión y Optimización de la Logística de Gas
- Aprovisionamiento y Transporte: Compras de GNL
- Exploración y Producción: Exploración/Producción.
- Gestión de la Energía: Estimación de la demanda y Compra de Electricidad Minoristas, Mercados de CO2, Venta de Energía Generación

PROCESOS DE ESTRATEGIA Y SOPORTE

- Servicio al Cliente: Cobro, Facturación, Gestión de Impagados, Atención al cliente, Lectura y Medidas Comercializadoras
- Gestión de los Recursos Físicos: Compras dentro y fuera de perímetro, Acreditación y Seguimiento de Proveedores, Due Diligence de Contraparte.
- Gestión del Control Interno: Seguimiento de acciones correctivas, SCIIF, Ley Orgánica de Protección de Datos
- Gestión de los Sistemas de Información: Garantía de continuidad y disponibilidad de los SSI, Seguridad de la Información, Gestión de Proyectos de SSI.
- Gestión de los Recursos Humanos: Administración y Servicios de RRHH, DPO
- Gestión de la Comunicación y RREE: Patrocinios, Fundaciones, Responsabilidad Corporativa
- Gestión de los Recursos Económicos y Financieros: Autocartera
- Asesoría y Soporte Jurídicos: Asesoría y Soporte Jurídicos
- Revisión Sistema Normativo del Grupo
- Código Ético
- Actualización mapa de riesgos operacional.
- Revisión valoración y consecución Plan de Productividad
- Modelo de Prevención Penal.

El 37% de los procesos revisados corresponden al ámbito de España y el 63% restante al ámbito internacional.

Los controles de los procesos anteriores relacionados con la Información Financiera, fueron revisados de acuerdo con la metodología de trabajo descrita anteriormente.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de

las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades detectadas.



Tal y como se establece en el artículo 6.4 del Reglamento de Organización y Funcionamiento 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. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite al menos 1/3 de los Consejeros, según el artículo 46 de los Estatutos Sociales. En las sesiones ordinarias del Consejo se tratará de las cuestiones generales relacionadas con la marcha del Grupo, los resultados económicos, el Balance, la situación de Tesorería y su comparación con los presupuestos aprobados, los asuntos mencionados en el Artículo 5, si así procediera, y en todo caso los puntos incluidos en el orden del día confeccionado de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. En esas reuniones periódicas, el Consejo también recibirá información puntual acerca de los logros y problemas operacionales más significativos así como de las situaciones previsibles que puedan ser críticas para los asuntos sociales y de las acciones que la Dirección proponga para afrontarlas, en su caso (...).

En este sentido, los miembros del Consejo de Administración, para obtener la Información necesaria para el ejercicio de sus funciones, cuentan con la Comisión Ejecutiva cuya competencia específica es el seguimiento continuo de la gestión de primer nivel de dirección del grupo, así como con la Comisión de Auditoría, entre cuyas funciones está el conocimiento y supervisión del proceso de elaboración de la información financiera regulada, así como la eficacia del sistema de control interno.

La 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 Reglamento del Consejo.

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 siete Consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los Consejeros no Ejecutivos, y al menos uno de ellos será designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas. 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 reeligidos. La mayoría de los miembros de la Comisión tendrán la categoría de Consejero Independiente. Al 31 de diciembre de 2016 la Comisión está constituida por siete consejeros, tres dominicales y cuatro 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 reeligido 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 evaluación de riesgos operacionales y de Control Interno del grupo Gas Natural Fenosa (incluidos los correspondientes al SCIF y al Modelo de Prevención Penal), que incluye los Planes de Acción correspondientes para mejorar el nivel de control interno.
- El grado de implementación por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras que aparecen en los Informes de Auditoría, especialmente las propuestas por la Comisión de Auditoría.

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. Asimismo informa sobre:

- los principales procedimientos contables, juicios, estimaciones y procesos utilizados en la elaboración de la información económico-financiera y los estados financieros,
- las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación del grupo,



- los principales riesgos y contingencias y su cobertura mediante provisiones,
- la situación fiscal del grupo y las principales políticas fiscales aplicadas en las declaraciones del Impuesto de Sociedades,
- el procedimiento de selección del auditor externo
- la eficacia y eficiencia del Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) y sobre el proceso de certificación de los controles clave, así como de los planes de acción de mejora surgidos en dicho proceso.
- sobre las Políticas y Sistemas de 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.

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.

Finalmente, el auditor externo, además de reunirse periódicamente con la Comisión de Auditoría, también se reúne con el Consejo de Administración en pleno con carácter previo a que éste formule la Cuentas anuales.

F.6 Otra información relevante

Tal y como se describe en el apartado F.3.1. anterior, como parte del modelo de evaluación del Sistema de Control Interno de la Información Financiera de Gas Natural Fenosa, se ha definido la realización de un proceso de certificación interna anual mediante el cual, y a través de SAP GRC Process Control, las unidades de negocio y corporativas implicadas en el proceso de elaboración de la información financiera garantizan que dentro de sus procesos se aplican los controles identificados y que éstos son válidos y suficientes. Además informan a la unidad de Control Interno de la Información Financiera 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 2016, 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 y corporativas 136 194 330
Procesos identificados 54 142 196
Controles certificados 854 1.842 2.696

Asimismo, se han identificado planes de acción por debilidades en la evidencia de controles, que ascienden a 40, de los cuales 8 son en España. Durante el ejercicio 2016 se ha reavuelto un 59% de los planes de acción identificados en 2015, surgiendo nuevos planes durante 2016. 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 de 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 Explica

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 Explica No aplicable

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 informe 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 Cumple parcialmente Explica

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 Cumple parcialmente Explica

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 Explica

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.

2



6. Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación 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 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 los 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, pero es la cifra mínima que permite cumplir con dos objetivos: por un lado respetar el mandato legal de representación proporcional y, por otro, disponer de un número suficiente de Consejeros Independientes que puedan atender con la suficiente dedicación las múltiples atribuciones que les encomienda la normativa y en particular participar en las distintas comisiones en que su presencia es necesaria. Para lograr un Consejo de tamaño menor, el principio de representación proporcional llevaría a un número de Consejeros Independientes de cuatro lo cual afectaría decisivamente a su capacidad de trabajo, por ejemplo obligando a todos ellos a ser miembros de la Comisión de Auditoría. En todo caso, el número de 17 no limita o restringe, en modo alguno, un funcionamiento eficaz y participativo del Consejo ni de sus Comisiones.

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.

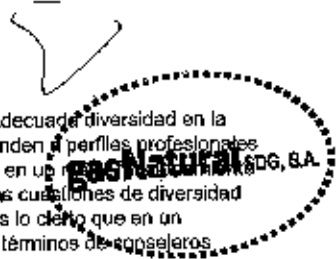
Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La comisión de nombramiento 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, en el marco del pleno respeto al derecho de representación proporcional de los accionistas reconocido

por la Ley. Como se ha señalado, la política de selección de Consejeros está encaminada a asegurar una adecuada diversidad en la composición del Consejo de Administración, lo que se ha traducido en que los miembros del Consejo responden a perfiles profesionales y trayectorias diferentes y complementarias entre sí, en el convencimiento de que dicha diversidad redundará en un mejor desempeño del mismo. Dentro de este marco, como se ha indicado en el apartado C.1.6 el Consejo presta atención a las cuestiones de diversidad de género. Si bien no se ha explicitado el objetivo de que en el año 2020 existan un tercio de Consejeras, es lo cierto que en un breve plazo -2014-2016- se ha pasado de un 0% a un 17,64% de Consejeras y se ha logrado la paridad en términos de 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 pluralidad de accionistas representados en el consejo de administración y no existan 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

A 31 de diciembre de 2016, un tercio de los Consejeros tienen la condición de independientes, si bien, la Sociedad no puede ser calificada de baja capitalización ni cuenta con accionistas que actúen concertadamente y controlen más del 30% del capital. En esta línea, debe tenerse en cuenta que en la Sociedad tienen participaciones iguales o superiores al 20% tres accionistas que no actúan concertadamente, y que la representación de los mismos en el Consejo de Administración se ajusta al respeto al principio de representación proporcional. Por otro lado, debe destacarse que el establecimiento de mayorías reforzadas para determinadas materias ha permitido capacidad de bloqueo para el conjunto de los consejeros independientes.

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 concurra 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 él 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.**

gasNatural SDC, S.A.

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 comunique 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, sin perjuicio de señalar que se ha constatado el adecuado funcionamiento del Consejo de Administración, tanto en términos de número de reuniones, que han superado las recomendadas, como en términos cualitativos.

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. En lo que respecta al número de reuniones, éstas superan las establecidas en la recomendación y dichas reuniones se han celebrado de conformidad con el calendario aprobado por el propio 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 Explique

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.

S



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.

Cuando, 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

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 Explique



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.
 - d) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.
 - e) 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

El Consejo de Administración en pleno una vez al año realiza su autoevaluación, en la que se valora la calidad y eficiencia de su funcionamiento, la diversidad en su composición, sus competencias como órgano colegiado, el desempeño del Presidente y del Consejero Delegado y el funcionamiento y la composición de sus comisiones. Si bien en dicho análisis se consideran las aportaciones realizadas por los distintos Consejeros de manera general, no se realiza un informe individualizado del desempeño de cada uno de ellos. Por esta sola razón se dice que se Cumple parcialmente la presente recomendación.

37. Que cuando exista una 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 se remiten a los miembros de las mismas para su aprobación y están a disposición de todos los Consejeros para su consulta.

Pero, sobre todo, el Secretario comienza cada sesión del Consejo de Administración informando de los asuntos tratados y decisiones adoptadas no sólo por la Comisión Ejecutiva sino por todas las Comisiones que se hayan celebrado desde la anterior sesión del Consejo en pleno. Este sistema es más eficaz que el que resulta de la recomendación pues permite al Consejo en pleno tomar conocimiento (i) en tiempo real y no con un mes de decalaje de lo tratado y (ii) no sólo de lo tratado en la Comisión Ejecutiva, sino de lo tratado en todas las Comisiones.

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 Interna, Compliance y Control Interno vela, entre otros, por el buen funcionamiento y control interno en dependencia del Consejero Delegado, que tiene la condición de Consejero Ejecutivo. La indicada Dirección reporta, a su vez, sus actividades a la Comisión de Auditoría, que también autoriza su presupuesto anual.

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 comuniqué 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 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 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 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 identifiquen, gestionen, y cuantifiquen 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

gasNatural SDC S.A.

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 rinda 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 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.

Cumple 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 Cumple parcialmente Explique

✓



55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el informe de gestión, los resultados relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple 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 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 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 Cumple parcialmente Explique No aplicable

59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variables de la 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 Explique 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 Explique No aplicable

La remuneración variable del Consejero Delegado no toma en cuenta explícitamente las salvedades que puedan constar en el informe del auditor externo y minoren los resultados, ni es una situación que se haya planteado en la Compañía en el pasado. No obstante, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones sólo fija el grado de consecución de los objetivos de la remuneración variable una vez se dispone de las cuentas auditadas de la compañía, de modo que está en disposición de tener en cuenta las citadas salvedades, si las hubiera, a la hora de determinar el grado de consecución de objetivos.

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 Explique No aplicable

La remuneración variable del Consejero Delegado no se instrumenta mediante la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor. El Consejo considere que es más efectivo y sencillo de articular el objetivo de creación de valor para el accionista mediante el establecimiento de un objetivo con dicho contenido y asignar el un peso relevante. Tal como se explica en el Informe anual de remuneraciones así es como está diseñada la remuneración variable plurianual, con un peso del 25% de los objetivos.

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 Explique 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 Explique No aplicable

El contrato suscrito con el actual Consejero Delegado data de 2005 y no contiene esta 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 Explique No aplicable

El contrato suscrito con el actual Consejero Delegado data de 2005 y establece una indemnización para determinados supuestos de tres años de retribución total. Los términos de su modificación en octubre de 2016 se detallan en el Informe anual de remuneraciones.

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS



1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, ~~pero que sea necesario~~ incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.
2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

El Consejo de Administración, en su sesión de 17 de septiembre de 2010, acordó la adhesión de GAS NATURAL FENOSA al Código de Buenas Prácticas Tributarias. De acuerdo con lo previsto en el indicado Código, se manifiesta expresamente que GAS NATURAL FENOSA ha cumplido efectivamente con el contenido del mismo y, en particular, que en la reunión celebrada el día 7 de febrero de 2017 la Comisión de Auditoría de GAS NATURAL FENOSA ha sido informada sobre las políticas fiscales seguidas por el Grupo durante el ejercicio de 2016.

Nota al A.6.2.- Continuación

Hechos relevantes N°s 242611 y 242612, ambos de 12 de septiembre de 2016 y N°s 242957 y 24983, ambos de 21 de septiembre de 2016.

Según se desprende de los citados Hechos relevantes REPSOL S.A., CRITERIA CAIXA S.A.U y GIP III CANARY 1, S.À R.L., en su condición de accionistas de la Sociedad, acordaron ejercitar los derechos inherentes a su condición de tales con plena autonomía y de la manera que entendían más conveniente en cada momento, declarando que el acuerdo alcanzado no supone una acción concertada.

En dicho acuerdo las citadas sociedades asumieron determinados compromisos relativos al gobierno corporativo de la Sociedad. En concreto, se comprometieron a realizar sus mejores esfuerzos para asegurar, en la medida de lo legalmente posible: (i) que cada una de ellas tenga una representación en el Consejo de Administración proporcional al porcentaje de su participación en el capital social; (ii) que la presidencia de la Compañía sea no ejecutiva y que corresponda a uno de los Consejeros designados por la parte que tenga una participación en el capital de la Sociedad significativamente superior al resto, que actualmente es CRITERIA, así como que existan dos Vicepresidencias no ejecutivas que sean ocupadas, mientras la Presidencia sea ocupada por un Consejero designado a propuesta de CRITERIA, por Consejeros designados a propuesta de REPSOL y de GIP, respectivamente; (iii) que la Comisión Ejecutiva esté formada por diez miembros, 2 designados por CRITERIA (incluido, en su caso, el Presidente del Consejo), 2 por REPSOL, 2 por GIP, 3 Consejeros Independientes y 1 Consejero Ejecutivo; (iv) que la Comisión de Auditoría cuente con 7 miembros, 1 designado por CRITERIA, 1 por REPSOL, 1 por GIP y 4 sean Consejeros Independientes; (v) que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones esté formada por cinco miembros, 1 designado por CRITERIA, 1 por REPSOL, 1 por GIP y 2 sean Consejeros Independientes y (vi) que, en el caso de que existan variaciones en el número total de miembros del Consejo de Administración de la Sociedad o en la participación de las Partes en el capital social de la Sociedad, éstas adoptarán las medidas precisas para adaptar la composición del Consejo de tal forma que se mantenga el equilibrio entre los consejeros designados por cada una de ellas de conformidad con el principio de representación proporcional.

Nota al C.1.2

Don Salvador Gabarró Serra mediante acuerdo del Consejo de Administración de fecha 30 de septiembre de 2016 fue nombrado Presidente de Honor de la Compañía.

Nota al C.1.9

Don Juan Rosell Lastortras presentó su dimisión mediante carta de fecha 20 de septiembre de 2016 sin expresar los motivos de dicha dimisión.

Nota al C.1.12.- Aclaración del cargo

Dofia Cristina Garmendia Mendizábal es Presidenta del Consejo de Vigilancia en SYGNIS AG.

Nota al C.1.16

En la remuneración total de la alta dirección se ha tenido en cuenta la percibida por D. José Javier Fernández Martínez como Director General de Global Power Generation, hasta su jubilación en abril de 2016.

Nota al C.1.45

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones es informada sobre dichos contratos. Las modificaciones al contrato del Consejero Delegado o los nuevos esquemas contractuales de los miembros del Comité de Dirección deberán ser aprobados por el Consejo de Administración.

El contrato del Consejero Delegado ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la Compañía.



Nota al C.2.1

COMISIÓN EJECUTIVA.- Continuación

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 aquellos 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 nueve 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 del 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 2016.

En ejercicio de sus competencias, durante el ejercicio de 2016 ha analizado, informado y/o adoptados acuerdos sobre, entre otras las materias siguientes:

- Calidad y eficiencia de su funcionamiento.
- Propuestas de inversión varias.
- Operaciones financieras.
- Informes de situación sobre distintos asuntos.

COMISION DE AUDITORIA. Continuación

? 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 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 supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

(e) 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.

(f) 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 siete Consejeros, designados por el Consejo de Administración de entre los Consejeros no Ejecutivos, y al menos uno de ellos será designado teniendo en cuenta los conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas. Sus miembros cesarán cuando los 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 reeligidos.

La mayoría 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 secretaria 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 2016:

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.

Nota al G 10

A lo largo de 2016 no se ha producido esta circunstancia. La normativa aplicable hubiera dado lugar a reglas de voto distintas para las propuestas de acuerdo formuladas por el Consejo en relación con las formuladas por otros accionistas. En el primer caso se considerarían votos a favor los correspondientes a las acciones presentes o representadas, deducidos los votos en contra, las abstenciones y los votos de aquellos accionistas que hubieran abandonado la sala antes de la votación haciéndolo constar. Respecto de las segundas se considerarían votos en contra los correspondientes a las acciones presentes o representadas y a favor los votos en contra, las abstenciones y los votos de aquellos accionistas que hubieran abandonado la sala antes de la votación haciéndolo constar.

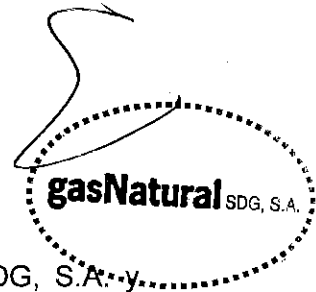
Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 07/02/2017.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente informe.

Sí

No

GAS NATURAL FENOSA



El Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 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 7 de febrero de 2017 y se firma, a continuación, de conformidad por todos los Administradores, en cumplimiento del artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Isidro Fainé Casas
Presidente

~~D. Josu Jon Imaz San Miguel~~
Vicepresidente Primero

D. William Alan Woodburn
Vicepresidente Segundo

~~D. Rafael Villaseca Marco~~
Consejero Delegado

D. Ramón Adell Ramón
Consejero

~~D. Enrique Alcántara García~~
Irazoqui

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

D. Marcelino Armenter Vidal
Consejero

~~D. Mario Armero Montes~~
Consejero

D. Francisco Belil Creixell
Consejero

Dña. Benita María Ferrero-
Waldner
Consejera

D. Alejandro García-Bragado
Dalmau
Consejero

Dña. Cristina Garmendia
Mendizábal
Consejera

~~Dña. Helena Herrero Starkie~~
Consejera

D. Miguel Martínez San Martín
Consejero

~~D. Rajaram Rao~~
Consejero

D. Luís Suárez de Lezo Mantilla
Consejero