

Gas Natural Fenosa

Estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2017

Contenido	Página
Balance de situación consolidado intermedio	1
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia	2
Estado consolidado de resultado global intermedio	3
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio	4
Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio	5
Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados	6

Balance de situación consolidado intermedio

(en millones de euros)

	30/06/2017	31/12/2016
ACTIVO		
Inmovilizado intangible (Nota 5)	10.538	10.920
Fondo de comercio	4.953	5.036
Otro inmovilizado intangible	5.585	5.884
Inmovilizado material (Nota 5)	23.125	23.627
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	1.548	1.575
Activos financieros no corrientes (Nota 6)	1.787	1.907
Activo por impuesto diferido	899	872
ACTIVO NO CORRIENTE	37.897	38.901
Existencias	751	758
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.691	4.999
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.092	4.348
Otros deudores	456	489
Activos por impuesto corriente	143	162
Otros activos financieros corrientes (Nota 6)	306	389
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.455	2.067
ACTIVO CORRIENTE	7.203	8.213
TOTAL ACTIVO	45.100	47.114
PATRIMONIO Y PASIVO		
Capital social	1.001	1.001
Prima de emisión	3.808	3.808
Reservas	9.894	9.549
Acciones propias	(21)	(21)
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	550	1.347
Dividendo a cuenta	-	(330)
Ajustes por cambios de valor	(623)	(129)
Activos Financieros disponibles para la venta	15	7
Operaciones de cobertura	(5)	47
Diferencias de conversión	(633)	(183)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	14.609	15.225
Participaciones no dominantes	3.637	3.780
PATRIMONIO NETO (Nota 8)	18.246	19.005
Ingresos diferidos	847	842
Provisiones no corrientes (Nota 9)	1.236	1.248
Pasivos financieros no corrientes (Nota 6)	14.485	15.003
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	14.485	14.997
Otros pasivos financieros	-	6
Pasivo por impuesto diferido	2.454	2.509
Otros pasivos no corrientes	1.259	1.331
PASIVO NO CORRIENTE	20.281	20.933
Provisiones corrientes (Nota 9)	132	158
Pasivos financieros corrientes (Nota 6)	2.857	2.599
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	2.737	2.437
Otros pasivos financieros	120	162
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.226	4.072
Proveedores	2.488	3.274
Otros acreedores	682	692
Pasivos por impuesto corriente	56	106
Otros pasivos corrientes	358	347
PASIVO CORRIENTE	6.573	7.176
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	45.100	47.114

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia
(en millones de euros)

	Para el período de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Importe neto de la cifra de negocio (Nota 10)	12.283	11.409
Aprovisionamientos (Nota 11)	(8.726)	(7.556)
Otros ingresos de explotación	115	110
Gastos de personal (Nota 12)	(501)	(506)
Otros gastos de explotación (Nota 13)	(1.080)	(1.163)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado (Nota 5)	(843)	(868)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras	21	21
Otros resultados	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.269	1.447
Ingresos financieros	67	60
Gastos financieros	(412)	(475)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	-	-
Diferencias de cambio	(2)	-
RESULTADO FINANCIERO (Nota 14)	(347)	(415)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	7	(11)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	929	1.021
Impuesto sobre beneficios (Nota 15)	(218)	(240)
RESULTADO DEL PERÍODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	711	781
Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos (Nota 7)	-	30
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	711	811
Atribuible a:		
Sociedad dominante	550	645
Procedente de operaciones continuadas	550	631
Procedente de operaciones interrumpidas	-	14
Participaciones no dominantes	161	166
	711	811
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 8)	0,55	0,63
Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la sociedad dominante (Nota 8)	0,55	0,64

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

Estado consolidado de resultado global intermedio

(en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERÍODO	711	811
OTRO RESULTADO GLOBAL RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(632)	107
Partidas que no se traspasarán a resultados:		
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(3)	(11)
Efecto impositivo	1	3
Partidas que pueden traspasarse posteriormente a resultados:		
Por coberturas de flujo de efectivo	(54)	(35)
Activos financieros disponibles para la venta	7	8
Diferencias de conversión	(552)	166
Efecto impositivo	11	7
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	(42)	(31)
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	(3)	(16)
<i>Diferencias de conversión</i>	(39)	(15)
<i>Efecto impositivo</i>	-	-
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	(5)	71
Por coberturas de flujo de efectivo	(9)	92
Diferencias de conversión	-	-
Efecto impositivo	3	(24)
De sociedades contabilizadas por el método de la participación	1	3
<i>Por coberturas de flujo de efectivo</i>	1	4
<i>Diferencias de conversión</i>	-	-
<i>Efecto impositivo</i>	-	(1)
OTRO RESULTADO GLOBAL DEL PERÍODO	(637)	178
RESULTADO GLOBAL TOTAL DEL PERÍODO	74	989
Atribuible a:		
Sociedad dominante	54	801
Participaciones no dominantes	20	188

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado intermedio (en millones de euros)

	Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad dominante						Participaciones no dominantes	Total Patrimonio neto
	Capital social	Prima de emisión y Reservas	Acciones propias	Resultado	Ajustes por cambios de valor	Subtotal		
Balance a 01/01/16	1.001	12.477	-	1.502	(613)	14.367	4.151	18.518
Resultado global total del período	-	(10)	-	645	166	801	188	989
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	909	-	(1.502)	-	(593)	(114)	(707)
Otras variaciones	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Balance a 30/06/16	1.001	13.376	-	645	(447)	14.575	4.218	18.793
Resultado global total del período	-	(20)	-	702	318	1.000	282	1.282
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	(330)	-	-	-	(330)	(100)	(430)
Otras variaciones	-	1	(21)	-	-	(20)	(620)	(640)
Balance a 31/12/16	1.001	13.027	(21)	1.347	(129)	15.225	3.780	19.005
Resultado global total del período	-	(2)	-	550	(494)	54	20	74
Distribución de dividendos (Nota 8)	-	676	-	(1.347)	-	(671)	(147)	(818)
Otras variaciones	-	1	-	-	-	1	(16)	(15)
Balance a 30/06/17	1.001	13.702	(21)	550	(623)	14.609	3.637	18.246

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.

Gas Natural Fenosa

Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio (en millones de euros)

	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Resultado antes de impuestos	929	1.021
Ajustes del resultado	1.152	1.240
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	843	868
Otros ajustes del resultado neto	309	372
Cambios en el capital corriente	(258)	199
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(675)	(661)
Pagos de intereses	(490)	(502)
Cobros de intereses	15	13
Cobros de dividendos	21	36
Pagos por impuesto sobre beneficios	(221)	(208)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	1.148	1.799
Pagos por inversiones:	(1.005)	(912)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(14)	(2)
Inmovilizado material e intangible	(945)	(857)
Otros activos financieros	(46)	(53)
Cobros por desinversiones:	34	32
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	-	-
Inmovilizado material e intangible	-	9
Otros activos financieros	34	23
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión:	24	24
Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión	24	24
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(947)	(856)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	(2)	-
Emisión	-	-
Adquisición	(2)	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	140	501
Emisión	3.956	3.900
Devolución y amortización	(3.816)	(3.399)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(805)	(1.026)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(54)	(46)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(721)	(571)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(92)	1
VARIACION DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(612)	373
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.067	2.390
Efectivo y equivalentes al final del periodo	1.455	2.763

Las notas 1 a 19 son parte integrante de los estados financieros intermedios resumidos consolidados.



Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Nota 1. Información general

Gas Natural SDG, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó en 1843 y tiene su domicilio social en plaça del Gas, número 1, de Barcelona.

Gas Natural SDG, S.A. y sus filiales (en adelante, Gas Natural Fenosa) es un grupo que tiene por objeto principal las actividades de aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

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.

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

En relación al marco regulatorio descrito en las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016, cabe destacar los siguientes aspectos correspondientes al primer semestre de 2017:

En España, el 22 de febrero de 2017 se publicó la Orden ETU/130/2017 del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

El 25 de marzo de 2017 se publicó la Orden IET/258/2017 del MINETAD, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017.

El 1 de abril de 2017 se publicó el Real Decreto 359/2017 por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, a través de una subasta, hasta un máximo de 3.000 MW. Posteriormente, el 8 de abril se publicó la Orden ETU/315/2017 por la que se regula el procedimiento de asignación. El 17 de mayo se celebró la subasta que se saldó con 2979 MW adjudicados a instalaciones eólicas, 1 MW a fotovoltaicas y 20 MW al resto de tecnologías. GNF resultó adjudicataria de 667 MW, el 22% de la potencia subastada. El 26 de mayo se publicó la Resolución que recoge el resultado de la subasta.

Con fecha 1 de abril se publicó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción.

El 10 de junio se publicó el Real Decreto-Ley 10/2017 por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas. El Real Decreto-Ley actualiza el tipo de gravamen correspondiente al canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, previsto en la Ley de Aguas, que se pasa del 22% actual al 25,5%, en todas las demarcaciones competencia del Estado (intercomunitarias), para dotar a los órganos competentes y a los organismos de cuenca de los necesarios recursos para la protección medioambiental y la mejora del dominio público hidráulico. Posteriormente, el 30 de junio, se ha publicado Resolución del Congreso de los Diputados, por la que se convalida este Real Decreto-Ley 10/2017 y se inicia el trámite parlamentario como Proyecto de Ley que se tramitará por el procedimiento de urgencia.

El 15 de junio de 2017 se publicó la Orden ETU/555/2017, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines

aprobadas por la Orden IET/1045/2014, y se actualizan para el semiperiodo 2017- 2019.

El 17 de junio de 2017 se publicó el Real Decreto 650/2017 por el que se establece un nuevo cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico. El 28 de junio, se publicó la Orden ETU/615/2017 por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico y los parámetros retributivos correspondientes y finalmente, el 1 de julio se ha publicado la Resolución de la convocatoria de la nueva subasta que se celebrará el próximo 26 de julio.

En Argentina, el 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución que establece nuevos precios para gas natural y gas propano para distribución, instando al Enargas a la publicación de los cuadros tarifarios resultantes de la revisión tarifaria integral. Asimismo, el mismo 30 de marzo de 2017 se publicó la resolución del Enargas nº I/4354-17 que aprueba los cuadros tarifarios de distribución que surgen de la revisión tarifaria integral de Gas Natural BAN, S.A. con vigencia a partir del 1 de abril de 2017, y una subida en la tarifa media del 123% con respecto a la vigente hasta ese momento.

En Moldavia, el 24 de marzo de 2017 se publicó la resolución de ANRE con las tarifas eléctricas a aplicar partir de dicha fecha. Posteriormente el 5 de mayo se publicaron las resoluciones de ANRE por las que se introducen diversas modificaciones en las metodologías en vigor para el cálculo de las tarifas de distribución y suministro de electricidad.

En Colombia, el 21 de junio se publicó la resolución CREG 66-2017, con una nueva propuesta de modificación a la metodología de retribución de la distribución de gas que se enmarca dentro del proceso de revisión tarifaria que comenzó con la publicación de la resolución CREG 202-2013, que aprobaba la metodología de retribución de la distribución de gas.

Nota 3. Bases de presentación y políticas contables

3.1 Bases de presentación

Las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural Fenosa correspondientes al ejercicio 2016 se aprobaron por la Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017.

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa han sido formulados por el Consejo de Administración el 25 de julio de 2017 de acuerdo con la NIC 34 "Información financiera intermedia" y deben leerse junto con las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 que han sido preparadas de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (en adelante "NIIF-UE").

En consecuencia, no ha sido preciso repetir ni actualizar determinadas notas o estimaciones incluidas en las mencionadas Cuentas anuales consolidadas. En su lugar, las notas explicativas seleccionadas adjuntas incluyen una explicación de los sucesos o variaciones que resultan, en su caso, significativos para la explicación de los cambios en la situación financiera y en los resultados de las operaciones, del resultado global total, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados de Gas Natural Fenosa desde el 31 de diciembre de 2016, fecha de las Cuentas anuales consolidadas anteriormente mencionadas, hasta el 30 de junio de 2017.

Las cifras contenidas en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados se muestran en millones de euros, salvo lo indicado expresamente en otra unidad.

3.2 Principales riesgos e incertidumbres

Los principales riesgos e incertidumbres coinciden con los desglosados en las Cuentas anuales consolidadas y el Informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016, sin cambios significativos desde su publicación. En el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 no se han producido cambios significativos en el entorno empresarial o económico, ni en el regulatorio que puedan dar lugar a deterioro de los valores contables a 30 de junio de 2017 de los activos no corrientes de Gas Natural Fenosa.

3.3 Estacionalidad

La demanda de gas natural es estacional, siendo, generalmente, el suministro y comercialización de gas en Europa mayor en los meses más fríos de octubre a marzo y menor durante los meses más cálidos de abril a septiembre. Esta estacionalidad se compensa parcialmente con el aumento de la demanda en Latinoamérica y de la demanda de gas natural para usos industriales y producción eléctrica, normalmente más estable durante todo el año. Debido a dicha estacionalidad, los ingresos y los resultados de las operaciones de las actividades del segmento "Gas" son más altos durante el primer y cuarto trimestres y más bajos durante el segundo y tercer trimestres. Por otro lado, la demanda de electricidad tiende a aumentar durante los meses de verano en España, sobre todo en julio y agosto, por lo que los ingresos y los resultados de las operaciones del segmento "Electricidad" son más altos en España, en dicho periodo.

3.4 Políticas contables

Las políticas contables que se han seguido en estos estados financieros intermedios son las mismas que en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2016.

Entrada en vigor de nuevas normas contables

El 1 de enero de 2017 no han entrado en vigor nuevas normas, interpretaciones y modificaciones de aplicación en estos estados financieros intermedios resumidos consolidados.

No obstante, el IASB emitió las siguientes modificaciones con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2017 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea y, por tanto, no han sido aplicadas en estos estados financieros intermedios resumidos:

- NIC 12 (Modificación), "Reconocimiento de activos por impuesto diferido de pérdidas no realizadas";
- NIC 7 (Modificación), "Iniciativa sobre información a revelar";
- Mejoras anuales de las NIIF Ciclo 2014-2016.

De la aplicación de estas modificaciones no se espera ningún impacto significativo.

Asimismo, el IASB emitió las siguientes normas y modificaciones con entrada en vigor entre el 1 de enero de 2018, 2019 y 2021 que se encuentran pendientes de adopción por la Unión Europea:

- NIIF 16, "Arrendamientos";
- 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";
- NIIF 17, "Contratos de seguros";
- CINIIF 23, "Incertidumbre sobre tratamiento impuesto a las ganancias".

Adicionalmente, la Unión Europea adoptó en 2016 las siguientes normas con entrada en vigor para los ejercicios iniciados con posterioridad al 1 de enero de 2018:

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

Gas Natural Fenosa continua analizando el impacto de todas estas normas, interpretaciones y modificaciones, y estima que las únicas que podrían tener algún 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. Gas Natural Fenosa no procederá a la aplicación anticipada de ninguna de estas normas.

Hasta el momento los principales aspectos analizados son los siguientes:

NIIF 9 – “Instrumentos financieros”

Valoración de activos financieros: Gas Natural Fenosa valorará a coste amortizado sus activos financieros, a excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio y los instrumentos financieros derivados, que se valorarán a valor razonable. A la fecha, Gas Natural Fenosa aún no ha determinado si las variaciones de valor razonable de cada inversión en instrumentos de patrimonio se contabilizarán contra el resultado o el patrimonio neto.

Deterioro de activos financieros: Gas Natural Fenosa aplicará el modelo general de pérdida esperada para los activos financieros, a excepción de los Deudores comerciales, para los que Gas Natural Fenosa aplicará el modelo simplificado estimado de pérdida esperada, independientemente del componente financiero que puedan tener dichos activos. Considerando las políticas de gestión del riesgo de crédito de Gas Natural Fenosa y la alta calidad crediticia de los deudores, Gas Natural Fenosa estima que el impacto de la aplicación del modelo de pérdida esperada no será significativo.

Contabilidad de cobertura: La NIIF 9 alinea la contabilidad con la gestión de riesgos financieros, sin impacto en las coberturas existentes, pero permitiendo aplicar, a partir de su entrada en vigor, contabilidad de cobertura a coberturas financieras que la norma actual no permite, como por ejemplo, cobertura de componentes no financieros de contratos (por ejemplo, *commodities*). Gas Natural Fenosa no espera modificaciones sustanciales en su modelo de cobertura.

Gas Natural Fenosa estima que la aplicación de NIIF 9 no tendrá un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas.

NIIF 15 – “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”

En relación con la entrada en vigor de la NIIF 15, no se han detectado diferencias significativas entre las políticas internas de reconocimiento de ingresos para las distintas tipologías de contratos con clientes y el modelo de reconocimiento de ingresos de la nueva norma. En cuanto al registro de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes, la NIIF 15 establece que se debe reconocer un activo que se amortizará de forma sistemática de acuerdo con la transferencia al cliente de los bienes o servicios objeto del contrato. Gas Natural Fenosa estima que puede surgir algún impacto no significativo correspondiente a la activación de los costes de captación de clientes en las cuentas anuales consolidadas.

NIIF 16 – “Arrendamientos”

Gas Natural Fenosa ha iniciado el análisis de los impactos de la NIIF 16 “Arrendamientos” que 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.

El análisis aún se encuentra en curso a la fecha de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados. 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 de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2016), Gas Natural Fenosa prevé que la NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

3.5 Perímetro de consolidación

Ejercicio 2017

En el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 no se han producido variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

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. (abril de 2016) y en Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (junio de 2016), la compra de Vayu Limited (julio de 2016), la venta de Gasco S.A. junto con la compra de un 37,88% adicional de Gas Natural Chile S.A. (agosto de 2016), la venta de la participación en GNL Quintero, S.A. (noviembre de 2016) y la desconsolidación de la participación en Electricaribe tras la pérdida de control (diciembre de 2016).

En el Anexo I se recogen las variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2017 y en el ejercicio 2016.

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.

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 y Colombia (esta última 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 2016.

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 Electricidad Internacional.

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 y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

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

- 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 periodos de referencia son los siguientes:

Seis meses terminados a 30 de junio de 2017	Distribución de gas			Distribución de Electricidad			Gas		Electricidad			Elimina- ciones	TOTAL					
	Latino- américa		Total	Latino- américa		Total	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Electricidad									
	España	Italia		España	Moldavia				España	Internacional	Otros							
Importe neto cifra negocios consolidado	581	43	2.263	2.887	399	110	1.683	2.192	43	4.660	-	4.703	1.968	75	-	12.283		
Importe neto cifra negocios entre segmentos	57	-	-	57	21	-	31	52	121	689	-	810	518	118	-	1.563		
Importe neto cifra negocios segmentos	638	43	2.263	2.944	420	110	1.714	2.244	164	5.349	-	5.513	2.486	193	(1.563)	12.283		
Aprovisionamientos segmentos	(50)	-	(1.606)	(1.656)	-	(84)	(1.299)	(1.383)	-	(4.903)	-	(4.903)	(1.915)	(259)	1.482	(8.726)		
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(68)	(113)	(50)	(4)	(73)	(127)	(3)	(41)	-	(44)	(68)	(88)	-	(501)		
Otros ingresos/gastos de explotación	(110)	(8)	(175)	(293)	(68)	(6)	(114)	(188)	(8)	(133)	-	(141)	(313)	(39)	81	(880)		
EBITDA	439	29	414	882	302	16	228	546	153	272	-	425	190	338	(15)	-	2.176	
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(148)	(12)	(88)	(248)	(113)	(3)	(63)	(179)	(25)	(38)	-	(63)	(224)	(64)	(288)	(65)	(843)	
Dotación a provisiones	(4)	-	(13)	(17)	-	-	(14)	(14)	-	(20)	-	(20)	(11)	-	(11)	(2)	(64)	
Resultado de explotación	287	17	313	617	189	13	151	353	128	214	-	342	(45)	84	39	(82)	-	1.269
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(347)
Resultado método participación	-	-	7	7	-	-	10	10	-	(48)	-	(48)	8	29	37	1	-	7
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	929
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(218)
Resultado del período procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Resultado del período procedente de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5) (1)	82	15	155	252	106	3	177	286	5	25	-	30	53	90	143	26	-	737

Seis meses terminados a 30 de junio de 2016	Distribución de gas			Distribución de Electricidad				Gas			Electricidad			Elimina- ciones	TOTAL	
	España	Italia	Latino- américa	Total	España	Moldavia	Latino- américa	Total	Infraes- tructuras	Aprov. y Comerc.	UF GAS	Total	Electricidad			
													Electricidad Internacional			Otros
Importe neto cifra negocios consolidado	529	43	1.765	2.337	394	119	2.305	2.818	13	3.685	-	3.698	2.041	343	172	- 11.409
Importe neto cifra negocios entre segmentos	52	-	-	52	22	-	-	22	146	683	-	829	532	10	542	- 1.548
Importe neto cifra negocios segmentos	581	43	1.765	2.389	416	119	2.305	2.840	159	4.368	-	4.527	2.573	353	275	- (1.548) 11.409
Aprovisionamientos segmentos	(9)	-	(1.185)	(1.194)	-	(86)	(1.696)	(1.782)	(1)	(3.936)	-	(3.937)	(1.834)	(166)	(112)	1.469 (7.556)
Gastos de personal neto	(39)	(6)	(60)	(105)	(45)	(3)	(100)	(148)	(2)	(37)	-	(39)	(68)	(22)	(90)	- (506)
Otros ingresos/gastos de explotación	(109)	(8)	(143)	(260)	(68)	(5)	(169)	(242)	(10)	(118)	-	(128)	(295)	(41)	(336)	79 (890)
EBITDA	424	29	377	830	303	25	340	668	146	277	-	423	376	124	500	- 2.457
Otros resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización y pérdidas por deterioro de inmov.	(144)	(12)	(79)	(235)	(110)	(3)	(76)	(189)	(24)	(28)	-	(52)	(263)	(65)	(328)	- (868)
Dotación a provisiones	-	-	(13)	(13)	-	-	(85)	(85)	-	(23)	-	(23)	(20)	-	(20)	- (142)
Resultado de explotación	280	17	285	582	193	22	179	394	122	226	-	348	93	59	152	- 1.447
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- (415)
Resultado método participación	-	-	7	7	-	-	4	4	-	(43)	-	(43)	-	21	21	- (11)
Resultado antes de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 1.021
Impuesto sobre beneficios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- (240)
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 781
Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 30
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 811
Inversiones inmov. material e intangible (Nota 5) (1)	132	13	112	257	106	2	144	252	2	12	-	14	39	37	76	30 629

(1) Se incluye la inversión en "inmovilizado material" e "inmovilizado intangible" (Nota 5).

b) Información por áreas geográficas

El importe neto de la cifra de negocio de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses terminado en 2017 y 2016 asignado según el país de destino se detalla en el cuadro siguiente:

	2017	2016
España	5.283	5.104
Resto de Europa	1.620	1.287
Latinoamérica	4.736	4.665
Resto del Mundo	644	353
Total	12.283	11.409

Nota 5. Inmovilizado intangible e inmovilizado material

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 en el inmovilizado intangible y en el inmovilizado material es el siguiente:

	Fondo de comercio	Otro inmovilizado intangible	Total inmovilizado intangible	Inmovilizado material
Valor neto contable a 31/12/16	5.036	5.884	10.920	23.627
Coste bruto	5.036	9.038	14.074	35.727
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(3.154)	(3.154)	(12.100)
Valor neto contable a 01/01/17	5.036	5.884	10.920	23.627
Inversión	-	137	137	600
Desinversión	-	-	-	(13)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	-	(166)	(166)	(677)
Diferencias de conversión	(83)	(270)	(353)	(421)
Reclasificaciones y otros	-	-	-	9
Valor neto contable a 30/06/17	4.953	5.585	10.538	23.125
Coste bruto	4.953	8.774	13.727	35.988
Fondo de amortización y pérdidas por deterioro	-	(3.189)	(3.189)	(12.863)
Valor neto contable a 30/06/17	4.953	5.585	10.538	23.125

En la Nota 4 se desglosan las inversiones por segmentos de operación que incluyen como más significativas las realizadas en inversiones recurrentes para la planificación y desarrollo de la red de distribución de gas y de electricidad y las realizadas en el negocio de Electricidad Internacional.

Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de junio de 2017 compromisos de inversión en inmovilizado por 613 millones de euros, básicamente para la construcción de varios parques de generación renovable en Brasil, Australia y España, el desarrollo de la red de distribución y otras infraestructuras de gas, el desarrollo de la red de distribución de electricidad, y la construcción de dos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero.

En el primer trimestre del ejercicio 2017, Gas Natural Fenosa ha concluido los estudios técnicos que venía realizando sobre la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado y, en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector, se ha procedido a modificar de forma prospectiva la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017. El efecto que este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 ha sido una menor amortización por importe de 44 millones de euros. Se estima que en el ejercicio 2018 esta modificación supondrá una menor amortización anual de 88 millones de euros, aproximadamente.

Nota 6. Instrumentos financieros

a) Activos financieros

El detalle de los activos financieros, excluyendo "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes", a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
A 30 junio 2017					
Instrumentos de patrimonio	625	-	-	-	625
Derivados	-	-	-	60	60
Otros activos financieros	-	1.101	1	-	1.102
Activos financieros no corrientes	625	1.101	1	60	1.787
Derivados	-	-	-	9	9
Otros activos financieros	-	296	1	-	297
Activos financieros corrientes	-	296	1	9	306
Total activos financieros a 30/06/2017	625	1.397	2	69	2.093
	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
A 31 diciembre 2016					
Instrumentos de patrimonio	619	-	-	-	619
Derivados	-	-	-	111	111
Otros activos financieros	-	1.175	2	-	1.177
Activos financieros no corrientes	619	1.175	2	111	1.907
Derivados	-	-	-	1	1
Otros activos financieros	-	388	-	-	388
Activos financieros corrientes	-	388	-	1	389
Total activos financieros a 31/12/2016	619	1.563	2	112	2.296

A 30 de junio de 2017, se incluye dentro de "Activos financieros disponibles para la venta" la participación del 14,9% en la sociedad Medgaz, S.A., sociedad que opera el gasoducto submarino entre Argelia y España, por importe de 97 millones de euros (90 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y la participación del 85,4% en Electrificadora del Caribe, S.A. ESP (en adelante Electricaribe) por importe de 475 millones de euros (475 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A lo largo del ejercicio 2016 Electricaribe padeció 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 intervención de Electricaribe, así como 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 el Agente sustituyó al personal directivo nombrado por Gas Natural Fenosa y centralizó 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. El 11 de enero de 2017 la Superintendencia acordó la prórroga de la intervención, hasta el 14 de marzo de 2017, anunciando en dicha fecha la decisión de liquidar la sociedad Electricaribe.

El 22 de marzo de 2017 Gas Natural Fenosa entregó la documentación pertinente para el inicio del procedimiento arbitral ante el Tribunal de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) con el objetivo de recuperar la compañía con un marco regulatorio viable, y en su defecto, conseguir una compensación de acuerdo al valor justo de la sociedad que se estima en más de 1.000 millones de dólares. El inicio formal del arbitraje se ha solicitado ante el Tribunal de la CNUDMI que, al igual que el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial, está previsto como foro adecuado de resolución de diferencias en el acuerdo bilateral de promoción y protección recíproca de inversiones entre la República de Colombia y España.

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 dejó 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. Asimismo, en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta", se reconoció la inversión en Electricaribe de acuerdo con la NIC 39 por su valor razonable (475 millones de euros). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumento de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, la valoración que se realizó es de nivel 3 y en la misma se aplicaron criterios de prudencia valorativa considerando el entorno de incertidumbre existente, obteniéndose un importe que no difería de su valor neto contable. Las hipótesis utilizadas en dicha valoración eran similares a las descritas en la Nota 3.3.5 de las cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2016. 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.

A 30 de junio de 2017 no se ha producido ninguna variación en los parámetros a los que se refieren las principales hipótesis de valoración de la participación en Electricaribe, ni en los procesos antes descritos que puedan dar lugar a una mejor evaluación de su valor razonable. En consecuencia, no se ha modificado el importe contabilizado en el epígrafe de "Activos financieros disponibles para la venta".

El desglose de los activos, pasivos y participaciones no dominantes de Electricaribe registrados en el Balance de situación consolidado de Gas Natural Fenosa que fueron 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	8
PASIVO CORRIENTE	951
TOTAL PARTICIPACIONES NO DOMINANTES Y PASIVO	1.375

Por otro lado, la cuenta de pérdidas y ganancias que aportó Electricaribe en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 es la siguiente:

Para el periodo terminado el 30 de junio 2016	
Importe neto de la cifra de negocio	714
Aprovisionamientos	(488)
Otros ingresos de explotación	2
Gastos de personal	(22)
Otros gastos de explotación	(157)
Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado	(18)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	31
Ingresos financieros	2
Gastos financieros	(29)
Diferencias de cambio	1
RESULTADO FINANCIERO	(26)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	5
Impuesto sobre beneficios	(7)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO	(2)
Atribuible a:	
Sociedad dominante	(2)
Participaciones no dominantes	-

A 30 de junio de 2017, se incluyen dentro de "Préstamos y partidas a cobrar" los desajustes temporales producidos entre los ingresos y los costes del sistema gasista para los ejercicios iniciados desde 2014 financiados por Gas Natural Fenosa conforme a la Ley 18/2014, de 17 de octubre y que generan el derecho a su recuperación en los quince años siguientes por la parte de 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. Del importe de dicha financiación han sido registrados 340 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 47 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" (357 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros no corrientes" y 144 millones de euros en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" a 31 de diciembre de 2016) de acuerdo con el plazo estimado de recuperación a través de las liquidaciones del sistema.

A 30 de junio de 2017, se incluyen en el epígrafe de "Otros activos financieros corrientes" 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 por importe de 93 millones de euros (106 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) 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.

La clasificación de los activos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

Activos financieros	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Disponibles para la venta	-	-	625	625	-	-	619	619
Derivados de cobertura	-	69	-	69	-	112	-	112
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	69	625	694	-	112	619	731

b) Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros, excluyendo "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, clasificados por naturaleza y categoría es el siguiente:

A 30 junio 2017	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	4.617	-	4.617
Obligaciones y otros valores negociables	9.823	-	9.823
Derivados	-	45	45
Otros pasivos financieros	-	-	0
Pasivos financieros no corrientes	14.440	45	14.485
Deudas con entidades de crédito	945	-	945
Obligaciones y otros valores negociables	1.789	-	1.789
Derivados	-	3	3
Otros pasivos financieros	120	-	120
Pasivos financieros corrientes	2.854	3	2.857
Total pasivos financieros a 30/06/2017	17.294	48	17.342

A 31 diciembre 2016	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total
Deudas con entidades de crédito	4.837	-	4.837
Obligaciones y otros valores negociables	10.098	-	10.098
Derivados	-	62	62
Otros pasivos financieros	6	-	6
Pasivos financieros no corrientes	14.941	62	15.003
Deudas con entidades de crédito	856	-	856
Obligaciones y otros valores negociables	1.563	-	1.563
Derivados	-	18	18
Otros pasivos financieros	162	-	162
Pasivos financieros corrientes	2.581	18	2.599
Total pasivos financieros a 31/12/2016	17.522	80	17.602

La clasificación de los pasivos financieros registrados a valor razonable a 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

Pasivos financieros	30 de junio de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable con cambios a resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de cobertura	-	48	-	48	-	80	-	80
Total	-	48	-	48	-	80	-	80

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

	Valor contable		Valor razonable	
	A 30/06/17	A 31/12/16	A 30/06/17	A 31/12/16
Emisión de obligaciones y otros valores negociables	9.823	10.098	10.953	11.389
Deuda Financiera con entidades de crédito y otros pasivos financieros	4.617	4.843	4.655	4.874

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 30 de junio de 2017 y a 31 de diciembre de 2016 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).

En el primer semestre de 2017 y 2016 la evolución de las emisiones de los valores representativos de la deuda ha sido la siguiente:

	A 01/01/2017	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Intereses, tipo de cambio y otros	A 30/06/2017
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.262	3.133	(2.833)	-	(300)	10.262
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.399	-	-	-	(49)	1.350
Total	11.661	3.133	(2.833)	-	(349)	11.612

	A 01/01/2016	Emisiones	Recompras o reembolsos	Combinaciones de negocio	Intereses, tipo de cambio y otros	A 30/06/2016
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que han requerido el registro de un folleto informativo	10.857	3.335	(2.535)	-	(113)	11.544
Emitidos en un estado miembro de la Unión Europea que no han requerido el registro de un folleto informativo	-	-	-	-	-	-
Emitidos fuera de un estado miembro de la Unión Europea	1.466	-	(119)	-	22	1.369
Total	12.323	3.335	(2.654)	-	(91)	12.913

Durante el primer semestre del ejercicio 2017 se cerraron las siguientes emisiones de bonos bajo el programa de Euro Medium Term Notes (EMTN):

Emisión	Nominal	Vencimiento	Cupón (%)
Enero 2017	1.000	2027	1,375
Abril 2017	1.000	2024	1,125

El importe total dispuesto dentro del programa, cuyo límite al 30 de junio de 2017 es de 14.000 millones de euros (14.000 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), asciende a 10.105 millones de euros (10.205 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de 1.000 millones de euros con vencimiento a 7 años y un cupón de 1,125%. Dicho importe fue empleado para llevar a cabo la recompra de obligaciones por importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021.

Durante el primer semestre de 2017, se realizaron emisiones bajo el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por un importe total de 2.133 millones de euros (2.435 millones de euros en el mismo periodo del ejercicio 2016). El saldo vivo de las emisiones dentro del programa ECP asciende a 500 millones de euros (100 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Además, durante el periodo se han renegociado operaciones bilaterales bancarias por importe de 3.624 millones de euros, de los cuales 684 millones de euros corresponden a préstamos y el resto a créditos.

Nota 7. 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 CGE del 56,62% en la sociedad chilena 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. 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. por un total de 160.197 millones de pesos chilenos (220 millones de euros), lo que supuso una plusvalía neta de 4 millones de euros, así como el éxito de la OPA sobre Gas Natural Chile, S.A., adquiriendo un 37,88% de participación adicional por un total de 223.404 millones de pesos chilenos (306 millones de euros). Como consecuencia de lo antes indicado, la participación de control de Gas Natural Fenosa sobre Gas Natural Chile, S.A. pasó a ser del 94,50%.

El desglose por naturaleza del epígrafe "Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos" de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, correspondiente al negocio de GLP en Chile, a 30 de junio de 2016, es el siguiente:

	30/06/2016
Importe neto de la cifra de negocio	287
Aprovisionamientos	(186)
Otros ingresos de explotación	2
Gastos de personal	(22)
Otros gastos de explotación	(31)
Amortización de inmovilizado	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	50
Ingresos financieros	1
Gastos financieros	(13)
RESULTADO FINANCIERO	(12)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	38
Impuesto sobre beneficios	(8)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	30
Atribuible:	
Sociedad dominante	14
Participaciones no dominantes	16

El desglose del Resultado global total de esta actividad en los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016, es el siguiente:

	30/06/2016
Resultado consolidado del periodo	30
Ingresos y gastos reconocidos directamente en el patrimonio neto:	18
Diferencias de conversión	18
Por coberturas de flujos de efectivo	-
Resultado global total del periodo	48



Nota 8. Patrimonio

Capital social y Prima de emisión

Durante el primer semestre del ejercicio 2017 y durante el ejercicio 2016, no se han producido variaciones en el número de acciones ni en las cuentas de "Capital social" y "Prima de emisión".

Acciones propias

Los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2017 y de 2016 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 2017	750.545	13	0,1%
Adquisiciones	3.030.164	60	0,3%
Plan de Adquisición de Acciones	(336.625)	(7)	-
Enajenaciones	(3.062.734)	(58)	(0,3%)
A 30 de junio de 2017	381.350	8	-

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2016	-	-	-
Adquisiciones	912.162	16	0,1%
Enajenaciones	(912.162)	(16)	(0,1%)
A 30 de junio de 2016	-	-	-

En el primer semestre del ejercicio 2017 los resultados obtenidos en las transacciones con acciones propias por Gas Natural Fenosa ascienden a un beneficio de 0,5 millones de euros, que se registraron en el epígrafe "Otras reservas" (un beneficio de 0,3 millones de euros en el primer semestre de 2016).

En ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. celebrada el 20 de abril de 2017 se puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones 2017-2018-2019 correspondiente al ejercicio 2017, dirigido a empleados de Gas Natural Fenosa en España, que voluntariamente decidan acogerse al mismo. El Plan permite a sus participantes recibir parte de su retribución correspondiente al ejercicio 2017 en acciones de Gas Natural SDG, S.A., con un límite máximo anual de 12.000 euros. Durante el primer semestre de 2017 se han adquirido 336.625 acciones propias por un importe de 7 millones de euros para su entrega a los participantes de dicho Plan.

Por otro lado, los movimientos habidos durante el primer semestre del ejercicio 2017 con acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. han sido los siguientes (sin movimientos en el primer semestre de 2016):

	Número de acciones	Importe en millones de euros	% Capital
A 1 de enero de 2017	8.695.395	8	0,4%
Adquisiciones	5.105.914	5	0,3%
Enajenaciones	-	-	-
A 30 de junio de 2017	13.801.309	13	0,7%

Las acciones registradas en 2016 fueron adquiridas tras la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad, S.A. en Gas Natural Fenosa Chile, S.A. como consecuencia de la cual 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 8.695.395 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A. equivalentes al 0,4% del capital.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Transnet, S.A. en Compañía General de Electricidad, S.A. Con fecha 8 de febrero de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad, S.A. y Transnet, S.A. respecto de la mencionada fusión ejerciendo su derecho a retiro 12 accionistas titulares de 5.098.044 acciones de Compañía General de Electricidad, S.A. y 6 accionistas titulares de 7.870 acciones de Transnet, S.A.

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.

Beneficio por acción

El beneficio por acción se calcula dividiendo el "Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante" entre el número medio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el período.

	A 30/06/17	A 30/06/16
Resultado atribuible a accionistas de la sociedad dominante	550	645
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.000.518.692	1.000.689.341
Beneficio por acción de las actividades continuadas (en euros):		
- Básicas	0,55	0,63
- Diluidas	0,55	0,63
Beneficio por acción de las actividades interrumpidas (en euros):		
- Básicas	-	0,01
- Diluidas	-	0,01

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo de las ganancias por acción del primer semestre de 2017 es el siguiente:

	2017
Número medio ponderado de acciones ordinarias	1.000.689.341
Número medio ponderado de acciones propias	(170.649)
Número medio ponderado de acciones en circulación	1.000.518.692

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 el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 y 2016:

	30/06/2017			30/06/2016		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
a) Dividendos con cargo a resultados	67%	0,67	671	100%	1,00	1.001
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

30 de junio de 2017

La Junta General de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 aprobó un dividendo complementario de 0,670 euros por acción, por un importe total de 671 millones de euros y pagado el 27 de junio de 2017.

El Consejo de Administración ha acordado un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.



30 de junio de 2016

Incluyó 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 acordó un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción, por un importe total de 330 millones de euros que se pagó íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

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 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016 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, principalmente, el peso chileno y el real brasileño.

Participaciones no dominantes

El movimiento para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 en el epígrafe de Participaciones no dominantes es el siguiente:

Saldo a 31/12/16	3.780
Resultado global total del periodo	20
Distribución de dividendos	(147)
Pagos por remuneración obligaciones perpetuas subordinadas	(17)
Otras variaciones	1
Saldo a 30/06/17	3.637

Nota 9. Provisiones

El detalle de los epígrafes de provisiones a 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	A 30/06/17	A 31/12/16
Provisiones por obligaciones con el personal	483	489
Otras provisiones	753	759
Total Provisiones no corrientes	1.236	1.248
Total Provisiones corrientes	132	158
Total	1.368	1.406

Se incluyen en el epígrafe de "Otras provisiones" principalmente las provisiones constituidas para hacer frente a obligaciones derivadas del desmantelamiento de instalaciones, reclamaciones fiscales, así como de litigios y arbitrajes, seguros y otras responsabilidades. En la Nota 18 se incluye información adicional sobre los pasivos contingentes.

Nota 10. Importe neto de la cifra de negocios

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Ventas de gas y acceso a redes de distribución	7.119	5.718
Ventas de electricidad y acceso a redes de distribución	4.398	4.954
Alquiler de instalaciones, mantenimiento y servicios de gestión	726	709
Otras ventas	40	28
Total	12.283	11.409

Nota 11. Aprovisionamientos

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Compras de energía	7.357	6.165
Servicio acceso a redes de distribución	1.059	1.075
Otras compras y variación de existencias	310	316
Total	8.726	7.556

Nota 12. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Sueldos y salarios	432	421
Costes Seguridad Social	70	68
Planes de aportación definida	23	20
Trabajos realizados para el inmovilizado	(58)	(46)
Otros	34	43
Total	501	506

El número medio de empleados de Gas Natural Fenosa para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Hombres	12.256	14.398
Mujeres	4.847	5.376
Total	17.103	19.774

Adicionalmente, el número medio de empleados de las sociedades que se consolidan siguiendo el método de la participación asciende a 837 personas a 30 de junio de 2017 (936 personas el 30 de junio de 2016).

En el cálculo del número medio de empleados a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa no se ha tenido en cuenta el número medio de empleados de Electricaribe (1.481 personas) que sí se incluían a 30 de junio de 2016 (1.512 personas).

Nota 13. Otros gastos de explotación

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Tributos	234	236
Operación y mantenimiento	182	185
Publicidad y otros servicios comerciales	163	152
Dotación a provisiones	64	142
Servicios profesionales y seguros	87	84
Suministros	49	57
Servicios de construcción o mejora	71	55
Prestación de servicios a clientes	42	36
Arrendamientos	33	35
Otros	155	181
Total	1.080	1.163

Nota 14. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe para el periodo de seis meses de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Dividendos	10	8
Intereses	15	14
Otros ingresos financieros	42	38
Total ingresos financieros	67	60
Coste de la deuda financiera	(335)	(388)
Gastos por intereses de pensiones	(4)	(14)
Otros gastos financieros	(73)	(73)
Total gastos financieros	(412)	(475)
Valoración a valor razonable derivados financieros:	-	-
Instrumentos financieros derivados	-	-
Diferencias de cambio netas	(2)	-
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	-
Resultado financiero neto	(347)	(415)

Nota 15. Situación fiscal

El gasto por impuesto sobre las ganancias es el siguiente:

	Para el periodo terminado el 30 de junio	
	2017	2016
Impuesto corriente	187	201
Impuesto diferido	31	39
Total	218	240

El gasto por impuesto sobre beneficios se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva estimada del primer semestre de 2017 ha ascendido al 23,5% igual a la del mismo período del año anterior.

Nota 16. 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 17.
- 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)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2017				Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016			
	Accionistas significativos			Sociedades del grupo	Accionistas significativos			Sociedades del grupo
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol		
Gastos financieros	816	-	-	25	992	-	-	7
Arrendamientos	-	-	-	2	-	-	-	3
Recepción de servicios	7.669	7.930	-	5.671	7.226	3.274	-	15.429
Compra de bienes	-	196.731	-	172.710	-	122.159	-	188.630
Otros gastos (1)	10.753	-	-	-	10.126	-	-	-
Total gastos	19.238	204.661	-	178.408	18.344	125.433	-	204.069
Ingresos financieros	330	-	-	108	180	-	-	255
Arrendamientos	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestación de servicios	224	127	-	11.163	215	1.282	-	14.072
Venta de bienes (terminados o en curso)	484	382.516	-	34.995	-	304.015	-	16.667
Otros ingresos	-	-	-	1.187	-	-	-	1.006
Total ingresos	1.038	382.643	-	47.453	395	305.297	-	32.000

Otras transacciones (en miles de euros)	Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2017				Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 2016			
	Accionistas significativos			Sociedades del grupo	Accionistas significativos			Sociedades del grupo
	"la Caixa"	Repsol	GIP (*)		"la Caixa"	Repsol		
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos (2)	-	10.147	-	-	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (3)	362.737	-	-	3.995	613.530	-	-	11.026
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos (4)	157.220	-	-	-	113.065	-	-	-
Acuerdos de financiación préstamos y aportaciones de capital (prestataria) (5)	121.325	-	-	-	147.814	-	-	-
Garantías y avales recibidos	137.500	-	-	-	201.667	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos	163.854	134.575	134.092	-	311.716	273.873	-	-
Otras operaciones (6)	472.100	-	-	-	429.770	-	-	-

(*) 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 la cesión de cuentas (operaciones de factoring sin recurso) con el grupo "la Caixa" realizadas durante cada uno de los periodos.
- (5) A 30 de junio de 2017 las líneas de crédito contratadas con el grupo "la Caixa" ascendían a 569.000 miles de euros (569.000 miles de euros a 30 de junio de 2016), de las que no se había dispuesto ningún importe a 30 de junio de 2017 y de 2016. A 30 de junio de 2017 el importe de otros préstamos ascendía a 121.325 miles de euros (147.814 miles de euros a 30 de junio de 2016).
- (6) A 30 de junio de 2017 se incluyen en el apartado de "Otras operaciones" con el grupo "la Caixa" 345.037 miles de euros correspondientes a coberturas de tipo de cambio (396.465 miles de euros a 30 de junio de 2016) y 127.063 miles de euros correspondientes a coberturas de tipos de interés (33.305 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Nota 17. Información sobre miembros del Consejo de Administración y Personal directivo

Retribuciones al Consejo de Administración

El importe devengado por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A., por su pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones del mismo ha ascendido a 2.546 miles de euros a 30 de junio de 2017 (2.293 miles de euros a 30 de junio de 2016). Dado que el importe de la retribución por la pertenencia al Consejo de Administración y a las distintas Comisiones se ha mantenido invariado, el incremento obedece exclusivamente al mayor número de miembros en las distintas Comisiones a raíz de las modificaciones en el gobierno de corporativo de la sociedad al modificarse en septiembre de 2016 la estructura accionarial de la compañía; la Comisión Ejecutiva ha aumentado en 2 miembros, la Comisión de Auditoría ha aumentado en 4 miembros y la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha aumentado en 2 miembros.

En los seis primeros meses de 2017 el Consejero Delegado no ha percibido retribuciones por pertenencia al Consejo de Administración de otras sociedades participadas (48 miles de euros a 30 de junio de 2016). 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 642 miles de euros, 526 miles de euros, 428 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2017 (606 miles de euros, 553 miles de euros, 430 miles de euros y 4 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 167 miles de euros a 30 de junio de 2017 (159 miles de euros a 30 de junio de 2016).

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 el primer semestre de 2017 un total de 11 personas han formado parte del Comité de Dirección, habiéndose producido un alta en el mes de abril de 2017.

Los importes devengados por el personal directivo en concepto de retribución han ascendido a 4.859 miles de euros a 30 de junio de 2017 (4.917 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Las aportaciones a planes de pensiones y seguros colectivos, junto con las primas satisfechas por seguros de vida, han ascendido a 1.327 miles de euros a 30 de junio de 2017 (1.248 miles de euros a 30 de junio de 2016).

Operaciones con miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo

Los miembros del Consejo de Administración y del Personal directivo no han llevado a cabo operaciones ajenas al tráfico ordinario o que no se hayan realizado en condiciones normales de mercado con Gas Natural SDG, S.A. o con las sociedades del grupo.

Nota 18. Pasivos contingentes

En relación a la información sobre litigios y arbitrajes incluida en la Nota 34 "Compromisos y pasivos contingentes" de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2016, no se han producido cambios significativos en su situación durante los primeros seis meses de 2017.

Nota 19. Hechos posteriores

Con fecha 5 de julio de 2017 Gas Natural Fenosa ha firmado con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) un préstamo por un importe total de 450 millones de euros que se destinará a financiar parte del negocio de distribución eléctrica y al desarrollo de proyectos de energía renovable en España.

Con fecha 17 de julio Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 200 millones de euros y una duración de 12 años, que se destinará a financiar parte del plan de inversiones recogido en la visión estratégica 2016-2020, con un enfoque especial en el crecimiento en redes de distribución y en generación con energías renovables.

ANEXO I: VARIACIONES EN EL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el primer semestre de 2017 han sido 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
Línea Trasmisión Cabo Leones, S.A.	Enajenación	1 de enero	50,0	-	-
Proyectos Balmes México, S.A. DE C.V.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Gas Natural Fenosa LNG Singapore PTE. LTD.	Constitución	1 de enero	100,0	100,0	Global
Vayu Energy, BV	Liquidación	28 de febrero	100,0	-	-
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E.	Liquidación	26 de abril	100,0	-	-
Lanzagorta y Palmes 2, S.L.	Adquisición	7 de junio	100,0	100,0	Global

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación producidas en el ejercicio 2016 han sido 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	56,6	56,6	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-Ras, S.L.	Adquisición	15 de mayo	100,0	100,0	Global
Aprovisionadora Global de Energía, S.A.	Constitución	1 de junio	36,9	36,9	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
Enervent, S.A.	Enajenación	28 de julio	26,0	-	-
Infraestructuras de Gas, S.A.	Enajenación	29 de julio	85,0	-	-
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 6, S.L.	Liquidación	2 de agosto	60,0	-	-
Gas Natural Chile, S.A.	Adquisición	8 de agosto	37,9	94,5	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	17,6	-	-
Autogasco S.A.	Enajenación	8 de agosto	55,1	-	-
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Enajenación	8 de agosto	46,9	-	-
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	38,6	-	-
JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Enajenación	8 de agosto	38,6	-	-
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	39,6	39,6	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
Hormigones del Norte, S.A.	Enajenación	16 de diciembre	100,0	-	-
Sobral i Solar Energía SPE, Ltda	Adquisición	19 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
Gasifica, S.A.	Liquidación	27 de diciembre	100,0	-	-
Gas Galicia SDG, S.A.	Adquisición	29 de diciembre	6,9	68,5	Global
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	-	-



Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2017

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 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.

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.

2. Evolución y resultado de los negocios

2.1. Principales hitos del período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017

El beneficio neto del primer semestre de 2017 se sitúa en 550 millones de euros y desciende un 14,7% frente al del mismo período del año anterior.

El EBITDA alcanza los 2.176 millones de euros en el primer semestre de 2017 y disminuye un 11,4% (6,6% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe) con respecto al del primer semestre de 2016. Dicha disminución se concentra en el negocio de Electricidad España cuya evolución se ha visto condicionada por factores climatológicos, con contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 77,3%.

El 11 de enero de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de 1.000 millones de euros y vencimiento a 10 años, con cupón anual al 1,375%.

El 11 de abril de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de 1.000 millones de euros y vencimiento a 7 años, con cupón anual al 1,125%, desembolsada en abril de 2017. En paralelo se había lanzado una oferta de recompra de bonos de Gas Natural Fenosa con vencimientos entre 2018 y 2021, de forma que, tras la emisión, los nuevos bonos han sido permutados por los bonos recomprados.

El 17 de mayo de 2017, Gas Natural Fenosa, a través de su filial Gas Natural Fenosa Renovables, resultó adjudicataria de un total de 667 MW de potencia eólica en la subasta realizada en España. La inversión estimada en el desarrollo de estos proyectos y potencia adjudicada es de como máximo 700 millones de euros.

El 5 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de 450 millones de euros con vencimiento a 20 años con 4 años de carencia con el Banco Europeo de Inversiones destinado a financiar parte del negocio de distribución eléctrica y al desarrollo de proyectos de energía renovable en España.

El 17 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de 200 millones de euros con vencimiento a 12 años con 2 años de carencia con el Instituto de Crédito Oficial.

A 30 de junio de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,4% ligeramente superior al de 2016 que se situaba en el 45,7% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,4 veces en línea con 2016 sin considerar Electricaribe.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 20 de abril de 2017 aprobó una distribución de resultados que supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2016, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 74,3%. Ello supone el pago de un dividendo de 1 euro por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de 0,330 euros por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2016 y los 0,670 euros por acción restante ha sido abonado el 27 de junio de 2017 también en efectivo.

El Consejo de Administración ha aprobado el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	12.283	11.409	7,7
Ebitda	2.176	2.457	(11,4)
Beneficio de explotación	1.269	1.447	(12,3)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	550	645	(14,7)
Cash flow operativo (CFO)	1.406	1.600	(12,1)
Inversiones netas	740	622	19,0
Patrimonio neto (a 30/06)	18.246	18.793	(2,9)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante (a 30/06)	14.609	14.575	0,2
Deuda financiera neta (a 30/06)	15.818	15.832	(0,1)

Principales ratios financieros

	2017	2016
Endeudamiento	46,4%	45,7%
Ebitda / Coste deuda financiera neta	6,8x	6,6x
Deuda financiera neta / Ebitda anualizado	3,4x	3,1x
ROA (Retorno de los activos)	2,8%	2,9%

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2017	2016
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.519	1.000.689
Nº de acciones emitidas al cierre del período (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	20,49	17,67
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	20.504	17.677
Beneficio por acción (euros)	0,55	0,64
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante por acción (euros)	14,60	14,56
Relación cotización-beneficio (PER)	16,4x	12,7x
EV / Ebitda anualizado	7,7x	6,6x

Principales magnitudes físicas

	2017	2016	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	239.030	227.534	5,1
Europa	101.310	96.585	4,9
Latinoamérica	137.720	130.949	5,2
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	13.717	13.361	2,7
Europa	5.796	5.760	0,6
Latinoamérica	7.921	7.601	4,2
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	28.284	34.685	(18,5)
Europa	17.333	17.250	0,5
Latinoamérica (*)	10.951	17.435	(37,2)
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	8.271	10.746	(23,0)
Europa	4.595	4.565	0,7
Latinoamérica (*)	3.676	6.181	(40,5)
TIEPI ² (minutos)	67	26	157,7
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	178.821	160.959	11,1
España	90.594	89.686	1,0
Resto de Europa	39.361	37.209	5,8
GNL Internacional	48.866	34.064	43,5
Transporte de gas – EMPL (GWh) ³	49.433	52.299	(5,5)

(*) El primer semestre de 2016 incluye la aportación de Electricaribe a las magnitudes consolidadas.

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida). Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España.

³ Gasoducto Europa-Magreb.



	2017	2016	%
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	22.226	21.424	3,7
España:	13.161	12.767	3,1
Hidráulica	737	3.244	(77,3)
Nuclear	2.185	2.104	3,8
Carbón	2.832	936	202,6
Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
Renovable y Cogeneración	1.266	1.497	(15,4)
Internacional:	9.065	8.657	4,7
Hidráulica	234	203	15,3
Ciclos combinados	7.925	7.509	5,5
Fuel – gas	600	558	7,5
Eólica	306	387	(20,9)
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.418	15.416	-
España:	12.716	12.714	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y Cogeneración	1.147	1.145	0,2
Internacional:	2.702	2.702	-
Hidráulica	123	123	-
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	310	310	-
Eólica	234	234	-
Comercialización de electricidad (GWh)	17.284	18.107	(4,5)

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	2.944	24,0	2.389	21,0	23,2
<i>España</i>	638	5,2	581	5,1	9,8
<i>Italia</i>	43	0,4	43	0,4	-
<i>Latinoamérica</i>	2.263	18,4	1.765	15,5	28,2
Distribución de electricidad	2.244	18,3	2.840	24,8	(21,0)
<i>España</i>	420	3,4	416	3,6	1,0
<i>Moldavia</i>	110	0,9	119	1,0	(7,6)
<i>Latinoamérica</i>	1.714	14,0	2.305	20,2	(25,6)
Gas	5.513	44,8	4.527	39,7	21,8
<i>Infraestructuras</i>	164	1,3	159	1,4	3,1
<i>Comercialización</i>	5.349	43,5	4.368	38,3	22,5
Electricidad	2.952	24,0	2.926	25,7	0,9
<i>España</i>	2.486	20,2	2.573	22,6	(3,4)
<i>Internacional</i>	466	3,8	353	3,1	32,0
Otras actividades	193	1,6	275	2,4	(29,8)
Ajustes consolidación	(1.563)	(12,7)	(1.548)	(13,6)	1,0
Total	12.283	100,0	11.409	100,0	7,7

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2017 asciende a 12.283 millones de euros y registra un aumento del 7,7% respecto al año anterior, debido, básicamente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior así como a la evolución de los tipo de cambio.

Ebitda

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	882	40,5	830	33,8	6,3
<i>España</i>	439	20,2	424	17,3	3,5
<i>Italia</i>	29	1,3	29	1,2	-
<i>Latinoamérica</i>	414	19,0	377	15,3	9,8
Distribución de electricidad	546	25,1	668	27,1	(18,3)
<i>España</i>	302	13,9	303	12,3	(0,3)
<i>Moldavia</i>	16	0,7	25	1,0	(36,0)
<i>Latinoamérica</i>	228	10,5	340	13,8	(32,9)
Gas	425	19,5	423	17,2	0,5
<i>Infraestructuras</i>	153	7,0	146	5,9	4,8
<i>Comercialización</i>	272	12,5	277	11,3	(1,8)
Electricidad	338	15,5	500	20,4	(32,4)
<i>España</i>	190	8,7	376	15,4	(49,5)
<i>Internacional</i>	148	6,8	124	5,0	19,4
Otras actividades	(15)	(0,6)	36	1,5	(141,7)
Total	2.176	100,0	2.457	100,0	(11,4)

El ebitda consolidado del primer semestre de 2017 disminuye en 281 millones de euros y alcanza los 2.176 millones de euros, con una disminución del 11,4% respecto al mismo período del año anterior. No obstante, el primer semestre de 2017 no incorpora los resultados de Electricaribe por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 6,6%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto positivo en el ebitda del primer semestre de 2017 de 45 millones de euros respecto al mismo período del año 2016, causado fundamentalmente por la apreciación del peso brasileño y el peso chileno.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta un 1,3% y representa un 51,4% del total consolidado frente a un 45,0% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España disminuye un 21,8% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 48,6%.

Resultado de explotación

	2017	% s/total	2016	% s/total	% 2017/2016
Distribución de gas	617	48,6	582	40,3	6,0
<i>España</i>	287	22,6	280	19,4	2,5
<i>Italia</i>	17	1,3	17	1,2	-
<i>Latinoamérica</i>	313	24,7	285	19,7	9,8
Distribución de electricidad	353	27,8	394	27,2	(10,4)
<i>España</i>	189	14,9	193	13,3	(2,1)
<i>Moldavia</i>	13	1,0	22	1,5	(40,9)
<i>Latinoamérica</i>	151	11,9	179	12,4	(15,6)
Gas	342	27,0	348	24,0	(1,7)
<i>Infraestructuras</i>	128	10,1	122	8,4	4,9
<i>Comercialización</i>	214	16,9	226	15,6	(5,3)
Electricidad	39	3,1	152	10,5	(74,3)
<i>España</i>	(45)	(3,5)	93	6,4	(148,4)
<i>Internacional</i>	84	6,6	59	4,1	42,4
Otras actividades	(82)	(6,5)	(29)	(2,0)	182,8
Total	1.269	100,0	1.447	100,0	(12,3)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2017 ascienden a 843 millones de euros y registran una disminución del 2,9% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años.

Las provisiones por morosidad se sitúan en 64 millones de euros frente a 142 millones de euros en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del primer semestre de 2017 ha disminuido en 178 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, situándose en 1.269 millones de euros, lo que supone una disminución del 12,3% respecto al mismo período del año anterior (-10,4% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe).

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2017 es de 347 millones de euros negativos (415 millones de euros negativos en 2016) un 16,4% inferior al del mismo período del ejercicio anterior.

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

	2017	2016	%
Coste deuda financiera neta	(320)	(374)	(14,4)
Otros gastos/ingresos financieros	(34)	(49)	(30,6)
Ingreso financiero Costa Rica ¹	7	8	(12,5)
Resultado financieros	(347)	(415)	(16,4)

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 del primer semestre del ejercicio 2017 asciende a 320 millones de euros, inferior al mismo período del año anterior debido a la desconsolidación de

Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,7%, con el 80% de la deuda neta a tipo fijo.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

En el primer semestre de 2017 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a 7 millones de euros (-11 millones de euros en el mismo período de 2016) debido a la aportación positiva de Ecoeléctrica en Puerto Rico y de otras participaciones (Chile y generación renovable) compensada, en parte, con el resultado negativo que aporta el subgrupo Unión Fenosa Gas.

Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 30 de junio de 2017 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido a 23,5% igual a la del mismo período del año anterior.

Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de junio de 2017 asciende a -161 millones de euros en línea al del mismo período del año anterior que ascendía a -166 millones de euros.

Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a 550 millones de euros, con una disminución del 14,7% frente al obtenido en el mismo período del año anterior.

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2017	2016	%
Inversiones materiales e intangibles (Nota 5)	737	629	17,2
Inversiones financieras	27	26	3,8
Total inversiones, brutas	764	655	16,6
Desinversiones y otros	(24)	(33)	(27,3)
Total inversiones, netas	740	622	19,0

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2017 alcanzan los 737 millones de euros, con un incremento del 17,2% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el aumento de las inversiones en distribución de gas y de electricidad en Latinoamérica, así como en Electricidad.

Las inversiones financieras del primer semestre de 2017 corresponden a los pagos por inversiones en empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio (14 millones de euros), la

adquisición de acciones propias de Compañía General de Electricidad, S.A. (5 millones de euros) y otros (8 millones de euros).

Las desinversiones y otros del primer semestre de 2017 corresponden a otros cobros de actividades de inversión (24 millones de euros).

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

	2017	2016	% 2017/2016
Distribución de gas	252	257	(1,9)
<i>España</i>	82	132	(37,9)
<i>Italia</i>	15	13	15,4
<i>Latinoamérica</i>	155	112	38,4
Distribución de electricidad	286	252	13,5
<i>España</i>	106	106	-
<i>Moldavia</i>	3	2	50,0
<i>Latinoamérica</i>	177	144	22,9
Gas	30	14	114,3
<i>Infraestructuras</i>	5	2	150,0
<i>Comercialización</i>	25	12	108,3
Electricidad	143	76	88,2
<i>España</i>	53	39	35,9
<i>Internacional</i>	90	37	143,2
Otras actividades	26	30	(13,3)
Total	737	629	17,2

La actividad de distribución de electricidad representa el 38,8% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y aumenta un 13,5% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 24,0% del total consolidado e incrementa un 22,9% básicamente por el incremento de inversión en Chile.

La distribución de gas representa el 34,2% del total consolidado y disminuye un 1,9% respecto al mismo período del año anterior. La distribución de gas en Latinoamérica representa un 21,0% del total consolidado e incrementa un 38,4% respecto al mismo período del año anterior con incrementos de inversión en todos los países tanto en mantenimiento como en crecimiento de red.

La actividad de electricidad representa un 19,4% del total consolidado. En España aumenta un 35,9% respecto al mismo período del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en las Islas Canarias. En Electricidad Internacional aumenta un 143,2% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil.

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 41,7% y representan un 60,4% del total, frente a un 49,9% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 7,3% bajando su contribución al 39,6% frente a un 50,1% en el año anterior.

Patrimonio neto y remuneración al accionista

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2016 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos, el mismo importe que el 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 de 2016 se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de 0,330 euros por acción y el 0,670 euros por acción restante ha sido abonado el 27 de junio de 2017 también en efectivo.

El Consejo de Administración ha acordado el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de 0,330 euros por acción a pagar íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

A 30 de junio de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.246 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.609 millones de euros.

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.17	30.06.16	%
Deuda financiera neta	15.818	15.832	-0,08

A 30 de junio de 2017 la deuda financiera neta alcanza los 15.818 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,4% (15.832 millones de euros y 45,7% a 30 de junio de 2016).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2017 en 3,4x y en 6,8x, respectivamente, lo que supone mantener los fundamentales parecidos a los del año anterior.

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

	30.06.17	30.06.16
Deuda financiera no corriente	14.485	14.798
Deuda financiera corriente	2.857	3.884
Efectivo y otros medios equivalentes	(1.455)	(2.763)
Derivados	(69)	(87)
Deuda financiera neta	15.818	15.832

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2017	2018	2019	2020	Post 2021
Vencimientos de la deuda neta	195	1.801	2.463	2.310	9.049

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2017.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 87,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,6 años.

El 8,5% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,5% restante a largo plazo.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2017 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2017	%
EUR	12.693	80,2
CLP	1.506	9,5
US\$	921	5,8
MXN	316	2,0
BRL	277	1,8
COP	97	0,6
Otras	8	0,1
Total deuda financiera neta	15.818	100,0

Principales operaciones financieras

Dentro del proceso continuo de optimización de la deuda financiera, el 11 de enero de 2017 Gas Natural Fenosa, a través de su programa Euro Medium Term Notes (EMTN), realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de 1.000 millones de euros y vencimiento en enero de 2027, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo, durante el período se han renegociado operaciones bilaterales bancarias por importe de 3.624 millones de euros, de las cuales 684 millones de euros corresponden a préstamos y el resto a créditos.

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de 1.000 millones de euros con vencimiento a 7 años y un cupón de 1,125%. Dicho importe fue empleado para llevar a cabo la recompra de obligaciones por importe de 1.000 millones de euros con vencimientos en 2018, 2020 y 2021.

Con posterioridad al cierre semestral se han firmado, entre otras, dos operaciones a largo plazo con entidades de crédito institucionales: una a 20 años con 4 años de carencia de 450 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones y otra a 12 años con 2 años de carencia de 200 millones de euros con el Instituto de Crédito Oficial.

En Latinoamérica se han realizado operaciones por un importe equivalente de 657 millones de euros, destacando las captaciones de deuda en México por 196 millones de euros (MXN 4.000 millones) a 3 y 5 años y en Panamá por 105 millones de euros (USD 120 millones) a 5 años.

En cuanto a la gestión de tipos de interés y al objeto de complementar la deuda originada a tipo fijo, se han contratado coberturas a largo plazo de tipos para alcanzar un 80% de la deuda neta a fijo.

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 30 de junio de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 9.607 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	7.656	469	7.187
Líneas de crédito no comprometidas	506	43	463
Préstamos no dispuestos	502	-	502
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	1.455
Total	8.664	512	9.607

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2017 se sitúan en 6.207 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 3.895 millones de euros, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por 500 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 1.812 millones de euros.

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) y el transporte secundario, 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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	638	581	9,8
Aprovisionamientos	(50)	(9)	-
Gastos de personal, neto	(39)	(39)	-
Otros gastos/ingresos	(110)	(109)	0,9
Ebitda	439	424	3,5
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(148)	(144)	2,8
Dotación a provisiones	(4)	-	-
Resultado de explotación	287	280	2,5

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 638 millones de euros, superior en 57 millones de euros respecto al mismo período del año anterior, aumento asociado básicamente a la actividad de GLP por la compra de puntos de suministro que se hizo efectiva el último trimestre del año 2016.

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

Como consecuencia de todo ello junto con los impactos positivos en gastos operativos por la implantación de medidas de eficiencia, el EBITDA aumenta en un 3,5%.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas – ATR (GWh)	98.913	94.396	4,8
Ventas de GLP (tn)	85.223	14.064	-
Red de distribución (Km)	53.042	51.694	2,6
Incremento de puntos de suministro, en miles	23	36	(36,1)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.336	5.302	0,6

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 4,8% (+4.517 GWh).

La demanda residencial está por debajo respecto al semestre del año anterior, un -6% (-1.499 GWh).

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares presenta un incremento del 8% (+3.715 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 10% (+2.301 GWh).

El crecimiento de las ventas de GLP está asociado a la compra de puntos de suministro realizada en el último trimestre del 2016.

La red de distribución se incrementa en 1.086 km en los últimos seis meses.

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	43	43	-
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(6)	(6)	-
Otros gastos/ingresos	(8)	(8)	-
Ebitda	29	29	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(12)	(12)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	17	17	-

El ebitda alcanza los 29 millones de euros en línea al mismo período del año anterior, dado que la retribución se mantiene en 2017 tras la actualización del WACC reconocido por el regulador italiano en 2016 como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas – ATR (GWh)	2.397	2.189	9,5
Red de distribución (Km)	7.291	7.210	1,1
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	460	458	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.397 GWh, con un aumento del 9,5% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2017 asciende a 7.291 km, con un aumento de 26 km en los últimos seis meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.340 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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.263	1.765	28,2
Aprovisionamientos	(1.606)	(1.185)	35,5
Gastos de personal, neto	(68)	(60)	13,3
Otros gastos/ingresos	(175)	(143)	22,4
Ebitda	414	377	9,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(88)	(79)	11,4
Dotación a provisiones	(13)	(13)	-
Resultado de explotación	313	285	9,8

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 2.263 millones de euros y registra un aumento del 28,2%, afectado por la apreciación de las principales monedas latinoamericanas.

El ebitda alcanza los 414 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,8% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-6,7%), México (-4,4%), Colombia (9,2%), Brasil (16,6%) y Chile (7,1%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 3,4%.

La aportación de Brasil al ebitda total, representa un 31,4%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el ebitda se incrementaría en un 7,8%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el acumulado del segundo trimestre del año en niveles superiores al mismo período del año anterior (+2,3%), y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 3,1% en la misma comparación temporal. Como contrapartida, en el mercado industrial se sigue percibiendo en el segundo trimestre el cambio de tendencia respecto al año anterior, registrándose un incremento del 6,8%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 11,1% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El ebitda de México representa un 22,2% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el ebitda de México se incrementa un 15,4%, con un incremento en el margen de venta del 16,7%, registrándose crecimientos en todos los mercados.

El ebitda de Colombia asciende a 72 millones de euros, disminuyendo frente al año anterior (una vez excluido el efecto de tipo de cambio) en 22,9% como consecuencia del menor margen de comercialización registrado en el mercado secundario. Durante el primer semestre de 2016, este mercado mostró un comportamiento atípicamente positivo por los efectos del fenómeno de El Niño que provocaron una fuerte caída de la generación hidráulica.

El ebitda aportado por Chile alcanza 103 millones de euros (+12,1% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un incremento en el volumen de venta en el segmento residencial-comercial, y representa el 24,9% del total registrado en Latinoamérica.

El ebitda de Argentina, asciende a 19 millones de euros, el línea con el resultado del mismo período del ejercicio anterior, tras la entrada en vigor el 1 de abril de 2017 de un nuevo cuadro tarifario para todos los mercados, y a pesar de que la aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas. Descontando el efecto de tipo de cambio, el ebitda se incrementaría un 10,1%. En el primer semestre del año se registra un mayor volumen de ventas en conjunto del 7,0%, concentrado especialmente en el mercado ATR, con un crecimiento del 6,5%.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Ventas actividad de gas (GWh):	137.720	130.949	5,2
Ventas de gas a tarifa	77.629	74.903	3,6
ATR	60.091	56.046	7,2
Red de distribución (Km)	83.689	81.866	2,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	148	153	(3,3)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	7.921	7.601	4,2

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh)	34.880	37.197	23.611	13.245	28.787	137.720
Incremento vs. 1S16 (%)	7,0	4,4	0,8	(5,5)	13,8	5,2
Red de distribución (km)	25.749	7.382	7.092	22.081	21.385	83.689
Incremento vs. 30/06/2016 (km)	175	73	195	431	949	1.823
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.642	1.058	593	2.912	1.716	7.921
Incremento vs. 30/06/2016, en miles	22	48	24	110	116	320

A 30 de junio de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.921 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 320 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 137.720 GWh, superiores a las registradas en el mismo período de 2016 especialmente por mayores ventas en México.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.823 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 83.689 km a 30 de junio de 2017, lo que representa un crecimiento del 2,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 949 km y en Colombia con 431 km.

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

- En Argentina, y después de casi un año de intensas negociaciones, el 1 de abril de 2017 se aplicaron las nuevas tarifas resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). Los cuadros tarifarios fueron aprobados el 31 de marzo de 2017 mediante la Resolución N°4.354 del ENARGAS, que informa los resultados de la RTI para Gas Natural BAN.

El resultado del proceso de Revisión Tarifaria Integral incluye un importante plan de inversiones que implica un significativo cambio de escala en la actividad, que ya se ha iniciado.

La aplicación de la nueva tarifa se realizará en tres etapas y se actualizará semestralmente por inflación. La primera etapa ya está vigente desde el 1 de abril de 2017, la segunda comenzará a aplicarse el 1 de diciembre de 2017 e incluirá el primer ajuste por inflación, y la tercera etapa tendrá vigencia desde abril de 2018 y también incluirá actualización por inflación.

Con la culminación del proceso de RTI y la aplicación de las nuevas tarifas, la compañía logrará su normalización económica y financiera.

- En Brasil, las puestas en servicio acumuladas a junio de 2017 en el mercado doméstico-comercial se reducen un 2,1% respecto al año anterior, como consecuencia del gran número de altas del mercado de nueva edificación realizadas en 2016 con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se incrementaron un 4,4%, debido a las mayores ventas al mercado de gas natural vehiculado (GNV), que se incrementa un 11,1%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período; las ventas al mercado industrial crecen un 6,8% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación; y en el mercado de generación y ATR, un 2,3%, por mayor utilización de centrales térmicas. Como contrapartida, se registra una caída en los mercados residencial y comercial de un 3,1%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 5,5% motivado principalmente por los clientes industriales (-8,4%) por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario durante los seis primeros meses de 2016. En el primer semestre de 2017 se registró un incremento neto de 50.057 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa una disminución del 13,0% frente al año anterior, producida fundamentalmente en el segmento de nueva edificación por la desaceleración de las ventas de obra terminada debido a la contracción del mercado.

En cuanto a los negocios no regulados de Colombia el margen se reduce un 5,8% en relación al primer semestre de 2016. La reducción de margen en soluciones energéticas, debida a la evolución negativa en productos de movilidad, se compensa parcialmente por una mejora del margen del en el mercado residencial y pymes, fundamentalmente por el producto Servigas.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 8% y avances en todos los segmentos en la primera mitad del año. Las ventas de gas se incrementaron un 13,8%, principalmente en el mercado ATR, y un 7,9% el mercado industrial, asociado a mayores clientes y actividad; el consumo en el mercado doméstico-comercial se reduce, sin embargo, un 2,7%.

En el escenario de reforma energética en curso, en el mes de diciembre de 2016 se otorgó el permiso de distribución de gas correspondiente a la zona de Valle de México (Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo). Esta zona, colindante con Distrito Federal, permitirá distribuir gas en un mercado próximo a redes ya existentes. La comercialización se inicia este año con previsión de alcanzar 125.000 clientes en un plazo de 5 años.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 24 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (4,1%) e industrial (0,6%) respecto al primer semestre de 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento residencial/comercial (6,9%), seguido del industrial (3,4%), mientras que las ventas del segmento ATR presentan un decrecimiento de 0,6%, en comparación del mismo período del ejercicio anterior.

La nueva Ley de Gas, promulgada en febrero de 2017, resuelve un vacío legal, reduciendo incertezas para el desarrollo de las inversiones, permitiendo, con ello, el crecimiento del sector de distribución y el incremento del uso del gas natural en el país, lo cual es uno de los principales objetivos de la Agenda de Energía y de la Política Energética de Chile, ambas elaboradas como resultados de procesos encabezados por el Ministerio de Energía.

En este contexto de certeza jurídica, se ha potenciado desde febrero de 2017 el agresivo plan de expansión que supone incrementar sustancialmente las inversiones en zonas ya consolidadas en las que se pretende una mayor saturación e iniciar la gasificación de nuevas regiones a lo largo de todo el país.

Durante 2017 se focalizarán las actividades en la zona centro y sur, duplicando el número de captaciones, aproximadamente 20.000 nuevos puntos de suministro más respecto a los de un año estándar.

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos en función de la reprogramación del inicio de operación comercial previsto para el tercer trimestre del año, dependiendo de la finalización de la construcción del cargadero.

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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	420	416	1,0
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(50)	(45)	11,1
Otros gastos/ingresos	(68)	(68)	-
Ebitda	302	303	(0,3)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(113)	(110)	2,7
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	189	193	(2,1)

La Orden Ministerial de peajes de energía eléctrica para 2017 (ETU/1976/2016) establece que hasta la aprobación de la retribución de la actividades de transporte y distribución para el año 2017 al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se procederá a liquidar la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016 y la Orden IET/980/2016, por las que se establece la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica para el año 2016.

El importe neto de la cifra de negocio asciende a 420 millones de euros, con un crecimiento de 1,0% con respecto al mismo período de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas y considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio.

El ebitda del primer semestre de 2017 alcanza los 302 millones de euros lo que supone una caída del 0,3% con respecto al mismo período de 2016 debido al incremento de los gastos de personal neto, que aumentan en un 11,1%, como consecuencia de la implantación de medidas de eficiencia en el negocio, con impacto positivo en períodos posteriores.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	15.977	15.934	0,3
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.712	3.692	0,5
TIEPI (minutos)	67	26	-

La energía suministrada del primer semestre del año 2017 se mantiene en línea con el año anterior, por el carácter cálido del año. La demanda nacional se situó en junio de 2017 en 123.313 GWh lo que supone un crecimiento del 1,2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto en los seis primeros meses de 2017 de 10.492 puntos.

El TIEPI resulta elevado frente al mismo período del año anterior debido a los temporales acaecidos en la zona de Galicia en febrero de 2017, donde se registraron vientos de hasta 178 km/h, y que llegaron a afectar en algunos momentos a cerca de 400.000 clientes. Este efecto se ha visto mitigado por el buen comportamiento del TIEPI durante el segundo trimestre del año. Galicia contribuye en un 89% al TIEPI total de Gas Natural Fenosa.

A 30 de junio de 2017 el 92% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 87% de la facturación es facturación remota. Se sigue la planificación establecida para tener, en 2018, el 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota.

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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	110	119	(7,6)
Aprovisionamientos	(84)	(86)	(2,3)
Gastos de personal, neto	(4)	(3)	33,3
Otros gastos/ingresos	(6)	(5)	20,0
Ebitda	16	25	(36,0)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	13	22	(40,9)

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 decremento del ebitda en el primer semestre del 2017 se debe al ajuste a las inversiones realizadas en 2015 aplicado por el regulador en la tarifa aprobada en marzo de 2017 y a la reforma de la metodología tarifaria de distribución a partir del mes de mayo de 2017.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) - ventas a tarifa	1.356	1.316	3,0
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	883	873	1,1

En 2017 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 incremento del 3,0% en el 2017 por aumento del consumo debido a un invierno con temperaturas más bajas en comparación con el mismo período del año anterior.
- Los puntos de suministro alcanzan los 883.415, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al mismo período del 2016 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, y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

En el año 2016 también recoge la actividad de distribución de electricidad en Colombia.

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.714	2.305	(25,6)
Aprovisionamientos	(1.299)	(1.696)	(23,4)
Gastos de personal, neto	(73)	(100)	(27,0)
Otros gastos/ingresos	(114)	(169)	(32,5)
Ebitda	228	340	(32,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(63)	(76)	(17,1)
Dotación a provisiones	(14)	(85)	(83,5)
Resultado de explotación	151	179	(15,6)

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 228 millones de euros. Sin considerar la aportación de Colombia al ebitda del primer semestre de 2016 el ebitda de la actividad aumentaría un 6,5% debido en gran parte a la apreciación del peso chileno.

Sin el efecto conversión y en términos homogéneos sin considerar Electricaribe el ebitda aumentaría un 0,9%.

El ebitda del año 2017 del negocio de Panamá alcanzó los 55 millones de euros, presentando una caída del 16,7% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta variación es debida, principalmente, a la devolución a clientes de ingresos correspondientes a la tarifa del período 2002-2006, a un mayor impacto en pérdidas de energía, y otros efectos en el precio, destacando los mayores ingresos percibidos en el primer semestre de 2016 por el reconocimiento, por parte del regulador, de costes de generación extraordinarios correspondientes al año 2015.



El ebitda de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los 173 millones de euros, registrando un incremento de 13 millones de euros sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

Principales magnitudes

	2017	2016	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	10.951	17.435	(37,2)
Tarifa	10.130	16.325	(37,9)
ATR	821	1.110	(26,0)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.676	6.181	(40,5)

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 10.951 GWh, con una disminución del 37,2%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia). Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,2%.

El volumen de ventas en Panamá, presenta un ligero aumento frente al año anterior (+0,4%). Durante el primer semestre de 2017 se han registrado unos niveles de temperatura superiores a la media histórica, lo cual atenuó el crecimiento del consumo.

Las principales magnitudes físicas por países a 30 de junio de 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh)	977	7.446	2.528	10.951
Incremento vs. 1S16 (%)	(2,0)	2,0	0,4	(37,2)
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	224	2.824	628	3.676
Incremento vs. 30/06/2016, en miles	6	78	25	(2.505)

El aumento de las ventas y de los puntos de suministro (sin considerar el efecto de la desconsolidación de Electricaribe) evidencia el crecimiento sostenido de los negocios de distribución de electricidad en Latinoamérica.

Transmisión de electricidad en Chile

	2017	2016	%
Energía transportada (GWh)	7.396	7.531	(1,8)
Red de transporte (Km)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 1,8% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el primer semestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2016.

Gas

2.5.7 Infraestructuras

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

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	164	159	3,1
Aprovisionamientos	-	(1)	-
Gastos de personal, neto	(3)	(2)	50,0
Otros gastos/ingresos	(8)	(10)	(20,0)
Ebitda	153	146	4,8
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(25)	(24)	4,2
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	128	122	4,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2017 alcanza los 164 millones de euros, con un aumento del 3,1% respecto al mismo período del año anterior.

El ebitda se eleva hasta los 153 millones de euros, un 4,8% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa y al efecto positivo del tipo de cambio del USD.

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	49.433	52.299	(5,5)
Portugal-Marruecos	20.441	19.988	2,3
España (Gas Natural Fenosa)	28.992	32.311	(10,3)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 49.433 GWh, un 5,5% inferior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 28.992 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 20.441 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 primer semestre de 2017 ascienden a 3.790 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Se han concluido distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y pre-pozos) de uno de los proyectos para incrementar dicha capacidad y que conforman parte de 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. Existen otros cuatro proyectos que 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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.349	4.368	22,5
Aprovisionamientos	(4.903)	(3.936)	24,6
Gastos de personal, neto	(41)	(37)	10,8
Otros gastos/ingresos	(133)	(118)	12,7
Ebitda	272	277	(1,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(38)	(28)	35,7
Dotación a provisiones	(20)	(23)	(13,0)
Resultado de explotación	214	226	(5,3)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 5.349 millones de euros y aumenta un 22,5% respecto al mismo período del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 272 millones de euros en línea al del mismo período del año anterior.

Entorno de mercado

La demanda de gas del mercado español alcanza los 168.233 GWh en el primer semestre de 2017 (157.936 GWh en el mismo periodo de 2016) de los cuales 30.004 GWh corresponden al mercado residencial (31.317 GWh en 2016), 111.124 GWh al mercado industrial y aprovisionamiento a terceros (103.989 GWh en 2016) y 27.105 GWh al mercado eléctrico (22.630 GWh en 2016).

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

	2017	2016	%
Brent (USD/bbl)	51,8	39,7	30,5
Henry Hub (USD/MMBtu)	3,2	2,0	60,0
NBP (USD/MMBtu)	5,4	4,5	20,0
TTF (€/MWh)	17,4	13,2	31,8

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Suministro de gas (GWh):	178.821	160.959	11,1
España:	90.594	89.686	1,0
Comercialización Gas Natural Fenosa	71.496	71.164	0,5
Residencial	15.793	16.850	(6,3)
Industrial	47.457	47.980	(1,1)
Electricidad	8.246	6.334	30,2
Aprovisionamiento a terceros	19.098	18.522	3,1
Internacional:	88.227	71.273	23,8
Europa mayorista	37.275	35.324	5,5
Europa minorista	2.086	1.885	10,7
Resto exterior	48.866	34.064	43,5
Contratos servicios energéticos, en miles (a 30/06)	2.884	2.816	2,4
Cuota de mercado comercialización España	42,5%	45,1%	(5,8)

Comercialización de gas

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 160.943 GWh y aumenta un 13,2%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+24,1%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 74.802 GWh, un 2,7% superior al año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 86.141 GWh en el primer semestre de 2017 con un incremento del 24,1% con respecto al mismo período de 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

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 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. Destacar adicionalmente en el mes de enero 2017 el inicio en operación de la figura "market maker voluntario" que dota al mercado de mayor liquidez y profundidad.

En el primer trimestre de 2017, Gas Natural Fenosa participó en la contratación de capacidad de almacenamiento subterráneo para el período de abril 2017 a marzo de 2018. Gas Natural Fenosa se adjudicó 10,3 TWh de capacidad, que supone una cuota del 46,2% de la capacidad total contratada en asignación directa.

Gas Natural Europe mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Portugal, 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 2017 alcanzan los 19,5 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 9,0 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia e Irlanda donde ha vendido un volumen de 4,8 TWh y 0,8 TWh respectivamente durante el primer semestre de 2017.

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 en el primer semestre de 2017 de 3,1 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 579 miles son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 434.753 contratos de comercialización de gas y 52.272 contratos de comercialización de electricidad, siendo 27 mil de ellos clientes duales. Así mismo, 91.856 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 849 mil nuevos contratos en 2017.

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.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa, altamente competitivo, Gas Natural Fenosa se adapta a las necesidades de los clientes creciendo en ofertas personalizadas en precio en este último trimestre alcanzando ya una energía asociada de 1,5 TWh/año. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su portafolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al pool, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme se diferencia de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite a los clientes optimizar su potencia y lograr ahorros. Se han enviado Asesoramiento a más de 114.000 clientes pymes en este ejercicio 2017. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 28.000 contratos

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 112 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.

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.

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 segundo trimestre del ejercicio 2017 dispone de un total de 49 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 28 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 el primer semestre de 2017 ha alcanzado un volumen de 21.885 GWh frente a 17.083 GWh registrados el primer semestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer semestre de 2017, se ha gestionado un volumen de gas de 12.537 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 10.792 GWh en 2016.

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

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.486	2.573	(3,4)
Aprovisionamientos	(1.915)	(1.834)	4,4
Gastos de personal, neto	(68)	(68)	-
Otros gastos/ingresos	(313)	(295)	6,1
Ebitda	190	376	(49,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(224)	(263)	(14,8)
Dotación a provisiones	(11)	(20)	(45,0)
Resultado de explotación	(45)	93	(148,4)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 2.486 millones de euros, con una disminución del 3,4% respecto al año anterior y el ebitda se eleva a 190 millones de euros un 49,5% inferior al del mismo período del año anterior.

La evolución del ebitda se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 77,3%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 muy húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectada por el incremento de tributos por los altos precios del mercado.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 224 millones de euros con una disminución de 39 millones de euros (-14,8%) respecto al mismo período del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha superado en 1,1% a la del primer semestre de 2016, (un 1,6% sin tener en cuenta el efecto bisiestro).

El saldo físico de intercambios internacionales alcanza los 5.073 GWh frente a los 3.723 GWh del mismo período del año anterior.

El consumo de bombeo alcanzó los 2.069 GWh, un 40,4% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al primer semestre del pasado año.

La generación neta nacional, presenta una disminución del 1,2% en el primer semestre del año.

La generación renovable disminuye el 25,8% y cubre el 36,4% de la demanda en el primer semestre del año, frente al 49,6% del pasado año.

Referente a la generación eólica, en el primer semestre del año se han producido 25.184 GWh eólicos, -12,0% respecto al mismo período de 2016, con una cobertura del 20,1%, tres puntos menos que en el mismo período de 2016.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el primer semestre del 22,8%.

El hueco térmico ha aumentado en este primer semestre un 67,7% superior en 10,2 puntos respecto del mismo período del año anterior (25,7% vs 15,5%).

La generación nuclear aumenta en el primer semestre un 3,3%.

La generación con carbón han aumentado un 98,8%. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 39% frente al 55% de utilización del resto del carbón.

En el primer semestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 33,3%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del semestre ha sido del 9,7%, dos puntos y medio más que el acumulado del pasado año a estas fechas.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 11,3% al cierre del primer semestre respecto al pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario en el primer semestre se ha situado en 52,9 €/MWh, un 71,8% superior al del precio acumulado al 30 de junio de 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:

	2017	2016	%
Precio medio aritmético del mercado diario (€/MWh)	51,3	30,1	70,4
Carbón API 2 CIF (USD/t)	78,9	47,0	67,9
CO ₂ EUA (€/ton)	5,0	5,7	(12,3)

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.716	12.714	-
Generación:	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
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):	13.161	12.767	3,1
Generación:	11.895	11.270	5,5
Hidráulica	737	3.244	(77,3)
Nuclear	2.185	2.104	3,8
Carbón	2.832	936	202,6
Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
Generación renovable y cogeneración:	1.266	1.497	(15,4)
Eólica	987	1.135	(13,0)
Minihidráulica	240	334	(28,1)
Cogeneración y otros	39	28	39,3
Factor de disponibilidad Generación (%)	92,1	84,3	7,8 p.p.
Ventas de electricidad (GWh):	17.284	18.107	(4,5)
Mercado liberalizado	14.674	15.454	(5,0)
PVPC/Regulado	2.610	2.653	(1,6)
Cuota de mercado de generación	16,5	15,7	0,8 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 13.161 GWh y aumentó un 3,1%, cifra que se eleva al 5,5% si sólo consideramos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, con 737 GWh en el primer semestre, es un 77,3% inferior a la de la misma fecha de 2016.

Se podría considerar el año como extremadamente seco, con una PSS del 99%, es decir, estadísticamente hablando, 99 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 34% de llenado, veintiún puntos por debajo del nivel de reservas de la misma fecha de 2016.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 3,8%.

La producción con carbón se triplica, en concreto el 202,6%, con una utilización del 33% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados en el primer semestre del año aumenta en un 23,2%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 20%, casi el doble que la del conjunto del sector.

En el primer semestre de 2017 las emisiones⁵ de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 5 millones de toneladas de CO₂. Este aumento significativo ha sido debido principalmente a un mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón.

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kioto (2013-2020), adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en subasta y el mercado secundario.

Finalmente respecto de la generación tradicional la cuota de mercado acumulada a 30 de junio de 2017 de Gas Natural Fenosa es del 16,5%, superior en 0,8 puntos a la de la misma fecha de 2016.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar en 2017 que Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) ha iniciado la construcción de 7 de los 13 parques eólicos que inscribió dentro del cupo máximo de 450 MW abierto por Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las Islas Canarias. La potencia de estos 7 parques en construcción asciende a 27 MW. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018. En paralelo se sigue trabajando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los 6 proyectos restantes en el segundo semestre de 2017.

Otro hecho especialmente relevante es que Gas Natural Fenosa Renovables ha resultado adjudicataria de un total de 667 MW de potencia eólica en la subasta celebrada por el Gobierno de España el pasado 17 de mayo, en la que han participado los principales grupos energéticos nacionales y numerosos desarrolladores. El resultado de la subasta, en la que Gas Natural Fenosa Renovables ha logrado el 22% de la potencia subastada, pone en valor la cartera de proyectos del grupo, en la que lleva trabajando durante los últimos años y que le ha permitido configurar una cartera de proyectos realmente competitiva y optimizada. El desarrollo y construcción de estos proyectos supondrá una inversión de como máximo 700 millones de euros y el plazo para puesta en operación de los mismos finaliza en diciembre 2019.

GNF Renovables a 30 de junio de 2017 tiene una potencia total instalada en operación de 1.147 MW consolidables, de los cuales 979 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica. Estos valores incluyen la potencia de las plantas de cogeneración con purines en situación de liquidación (43 MW).

En el mes de junio 2017 se ha publicado la Orden ministerial de parámetros retributivos para la tecnología de cogeneración asociada al tratamiento de purines. El primer impacto de esta publicación deriva en la recuperación de parte de la retribución que fue devuelta a la CNMC en los años 2014 a 2016 por un importe de 8 millones de euros.

Asimismo, esta publicación permite determinar la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa de la tecnología de cogeneración.

⁵ Gases de efecto invernadero.



2.5.10 Electricidad Internacional

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y los proyectos de generación en Australia, Chile y Brasil, así como los activos que se explotan para terceros a través de la sociedad del grupo O&M Energy.

Resultados

	2017	2016	%
Importe neto de la cifra de negocios	466	353	32,0
Aprovisionamientos	(259)	(166)	56,0
Gastos de personal, neto	(20)	(22)	(9,1)
Otros gastos/ingresos	(39)	(41)	(4,9)
Ebitda	148	124	19,4
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(64)	(65)	(1,5)
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	84	59	42,4

El ebitda de Electricidad Internacional correspondiente al primer semestre de 2017 alcanza los 148 millones de euros, con un aumento del 19,4% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del ebitda en México.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a 64 millones de euros con una disminución del 1,5% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior básicamente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años desde 1 de enero de 2017 como consecuencia de los estudios técnicos concluidos en el primer trimestre en línea con la práctica seguida por los principales operadores del sector, compensado por el efecto del tipo de cambio.

En México, el ebitda aumenta un 27,7% debido a un mayor margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y un comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos. Así mismo, 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 26,8% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

El ebitda de Panamá aumenta un 15,9% debido a la mayor hidráulica en las zonas donde están ubicadas las centrales.

En Kenia el ebitda aumenta un 20,4% respecto al año anterior por la mayor producción como consecuencia de un mayor despacho de las plantas.

⁶ PPA: Power Purchase Agreement.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2017	2016	%
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):	9.065	8.657	4,7
México (CC)	7.925	7.509	5,5
México (eólico)	306	387	(20,9)
Costa Rica (hidráulica)	196	170	15,3
Panamá (hidráulica)	38	33	15,2
República Dominicana (fuel)	466	485	(3,9)
Kenia (fuel)	134	73	83,6
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	95,6	89,2	6,4 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	96,8	94,1	2,7 p.p.
Panamá (hidráulica)	90,1	92,7	-2,6 p.p.
República Dominicana (fuel)	92,1	89,5	2,6 p.p.
Kenia (fuel)	97,8	95,1	2,7 p.p.

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de excedentes a partir del mes de febrero de 2017. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos. 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 favorecida por una mayor hidraulicidad. Tal y como se menciona en el apartado 2.2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

La mayor producción en Panamá es consecuencia de la mayor hidraulicidad debido a que el primer trimestre de 2016 fue especialmente seco en las zonas donde están ubicadas las centrales. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a que durante el segundo trimestre de 2017 se ha realizado el mantenimiento anual de la central hidráulica Los Algarrobos.

La generación en República Dominicana disminuyó respecto al año anterior debido a la mayor generación hidráulica así como a la mayor salida del sistema de centrales más eficientes durante 2016.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada el año anterior como consecuencia del mayor despacho debido a la salida del sistema de plantas más eficientes.

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a 29 millones de euros y aumenta respecto al mismo período del año anterior (21 millones de euros) como consecuencia del

mayor ingreso de capacidad. La producción del primer semestre de 2017 alcanza los 1.636 GWh (al 100%) en línea con la del mismo período del año anterior (1.646 GWh).

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. 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.

3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

La mayor parte de las compras de gas natural y gas natural licuado (GNL) se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales Gas Natural Fenosa tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas "take-or-pay"). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que Gas Natural Fenosa no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas "take-or-pay".

Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Gas Natural Fenosa. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Gas Natural Fenosa estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costes operativos de Gas Natural Fenosa.

En el ámbito eléctrico, el resultado de Gas Natural Fenosa está expuesto a la contracción de los volúmenes de generación de electricidad, condicionada por la evolución de la demanda eléctrica. Adicionalmente, dado el importante papel de la tecnología de Ciclo Combinado en el parque de generación de Gas Natural Fenosa, el volumen generado puede verse minorado por el creciente peso relativo de la generación con energías renovables.

La contracción de volúmenes generados implicaría una mayor incertidumbre respecto al cumplimiento del posicionamiento generación/comercialización objetivo.

Gas Natural Fenosa gestiona de manera integrada sus contratos y activos a nivel global con objeto de optimizar los balances energéticos, permitiendo corregir cualquier desviación de la manera más rentable posible.

3.1.3. 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.

3.2. 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 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016.

3.3. Principales oportunidades

- 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.
- Generación internacional: Incremento de la capacidad de generación renovable a nivel internacional, dada la competitividad en costes de las energías renovables y la presencia de Gas Natural Fenosa en mercados en crecimiento.
- 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.

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2017 se describen en la Nota 19 de los Estados Financieros intermedios resumidos consolidados.

Glosario de términos



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.

Las MAR seleccionadas son útiles para los usuarios de la información financiera porque permiten analizar el rendimiento financiero, los flujos de caja y la situación financiera de Gas Natural Fenosa, así como su comparación con otras empresas.

A continuación se incluye un Glosario con la definición de las MAR utilizadas. Los términos de las MAR resultan, por lo general, directamente trazables con los epígrafes indicados del balance de situación consolidado intermedio, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia, el estado de flujos de efectivo consolidado intermedio o con las notas explicativas a los estados financieros intermedios de Gas Natural Fenosa. Para aquellos términos cuya trazabilidad no es directa se presenta la conciliación a continuación del Glosario.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición y términos
Ebitda	"Resultado de explotación" ⁽²⁾ + "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" ⁽²⁾ + "Dotación a provisiones" ⁽⁴⁾ (Nota 13) – "Otros resultados" ⁽²⁾
Cash flow operativo (CFO)	"Flujos de efectivo de las actividades de explotación" ⁽³⁾ antes de "Cambios en el capital corriente" ⁽³⁾
Inversiones netas	"Inversión inmovilizado intangible" ⁽⁴⁾ (Nota 5) + "Inversión inmovilizado material" ⁽⁴⁾ (Nota 5) + Inversiones financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión ⁽⁶⁾
Deuda financiera bruta	"Pasivos financieros no corrientes" ⁽¹⁾ + "Pasivos financieros corrientes" ⁽¹⁾
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta ⁽⁵⁾ – "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" ⁽¹⁾ – "Activos financieros derivados" ⁽⁴⁾ (Nota 6)
Endeudamiento (%)	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / (Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ + "Patrimonio neto" ⁽¹⁾)
Coste deuda financiera neta	"Coste de la deuda financiera" ⁽⁴⁾ (Nota 14) – "Intereses" ⁽⁴⁾ (Nota 14)
Ebitda / Coste deuda financiera neta	Ebitda ⁽⁵⁾ / Coste deuda financiera neta ⁽⁵⁾
Deuda financiera neta / Ebitda anualizado	Deuda financiera neta ⁽⁵⁾ / Ebitda anualizado ⁽⁶⁾
ROA (Retorno de los activos) (%)	Resultado neto atribuible anualizado ⁽⁶⁾ / "Total Activo" ⁽¹⁾
Capitalización bursátil	Número de acciones emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾ * Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾
Beneficio por acción	"Resultado atribuible del período" ⁽²⁾ / Número de acciones medio del período ⁽⁶⁾
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante por acción	"Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante" ⁽¹⁾ / Número de acciones emitidas al cierre del período ⁽⁶⁾

Relación cotización-beneficio (PER) Cotización al cierre del período⁽⁶⁾ / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres⁽⁶⁾

Valor empresa (EV) Capitalización bursátil⁽⁵⁾+ Deuda financiera neta⁽⁵⁾

EV / Ebitda anualizado Valor empresa⁽⁵⁾ / Ebitda anualizado⁽⁶⁾

Gasto de personal, neto Gastos de personal – “Trabajos realizados para el inmovilizado” (Nota 12)⁽⁴⁾

Otros gastos/ingresos “Otros ingresos de explotación”⁽²⁾, “Otros gastos de explotación”⁽²⁾ e “Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras”⁽²⁾

(1) Epígrafe del Balance de situación consolidado intermedio

(2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia

(3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio

(4) Magnitud detallada en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados

(5) Magnitud detallada en las MAR

(6) Magnitud descrita en el siguiente punto de este apartado

A continuación se presenta el cálculo de aquellos términos de MAR utilizados cuya trazabilidad no es directa:

	EBITDA
Tercer trimestre 2016	1.183
Cuarto trimestre 2016	1.330
Primer trimestre 2017	1.104
Segundo trimestre 2017	1.072
Ebitda anualizado	4.689

	Resultado neto atribuible
Tercer trimestre 2016	285
Cuarto trimestre 2016	417
Primer trimestre 2017	298
Segundo trimestre 2017	252
Resultado neto atribuible anualizado	1.252

	Resultado neto	Nº acciones medio (en miles)	Beneficio por acción
Tercer trimestre 2016	285	1.000.689	0,28
Cuarto trimestre 2016	417	1.000.468	0,42
Primer trimestre 2017	298	1.000.689	0,30
Segundo trimestre 2017	252	1.000.519	0,25
Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres (euros)			1,25
Cotización al cierre del período (euros)			20,49
PER (número de veces)			16,4

El número de acciones emitidas al cierre del periodo se incluye en la página 3 del Informe de gestión consolidado.

Las inversiones financieras, los cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible y los Otros cobros/(pagos) de actividades de inversión se incluyen en la página 8 del Informe de gestión consolidado.

**GAS NATURAL SDG, S.A. y sus
sociedades dependientes**

Informe de revisión limitada de estados
financieros intermedios resumidos consolidados
al 30 de junio de 2017



INFORME DE REVISIÓN LIMITADA DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de Gas Natural SDG, S.A.:

Informe sobre los estados financieros intermedios resumidos consolidados

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Gas Natural SDG, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (en adelante el Grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de junio de 2017, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados, correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha. Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad. Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España y, por consiguiente, no nos permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría de cuentas sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.

Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la Nota 3 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. Esta cuestión no modifica nuestra conclusión.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L., Avinguda Diagonal, 640, 08017 Barcelona, España
Tel.: +34 932 532 700 / +34 902 021 111, Fax: +34 934 059 032, www.pwc.es



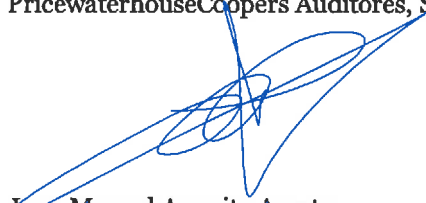
Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión intermedio consolidado adjunto del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre los hechos importantes acaecidos en este periodo y su incidencia en los estados financieros intermedios presentados, de los que no forma parte, así como sobre la información requerida conforme a lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1362/2007. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con los estados financieros intermedios del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2017. Nuestro trabajo se limita a la verificación del informe de gestión intermedio consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes.

Otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición del Consejo de Administración de la Sociedad dominante en relación con la publicación del informe financiero semestral requerido por el artículo 35 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.


Juan Manuel Anguita Amate

26 de julio de 2017

Col·legi
de Censors Jurats
de Comptes
de Catalunya

PricewaterhouseCoopers
Auditores, S.L.

Any 2017 Núm. 20/17/03767
IMPORT COL·LEGIAL: 30,00 EUR

.....
Informe sobre treballs diferents
a l'auditoria de comptes
.....