

Resultados 2017

7 de febrero de 2018

Advertencia legal

El presente documento es propiedad de Gas Natural SDG, S.A. (Gas Natural Fenosa) y ha sido preparado con carácter meramente informativo.

El presente documento se proporciona a los destinatarios exclusivamente para su información, por lo que dichos destinatarios deberán acometer su propio análisis sobre la actividad, condición financiera y perspectivas de Gas Natural Fenosa. La información contenida no deberá utilizarse como sustituto de un juicio independiente sobre Gas Natural Fenosa, sus filiales, su negocio y/o su condición financiera.

La información y las previsiones contenidas en este documento no han sido verificadas por ninguna entidad independiente y por tanto no se garantiza ni su exactitud ni su exhaustividad. En este sentido, se invita a los destinatarios de este documento a consultar la documentación pública comunicada por Gas Natural Fenosa a la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Todas las previsiones y otras afirmaciones que figuran en este documento que no se refieran a hechos históricos, incluyendo, entre otras, las relativas a la situación financiera, estrategia empresarial, planes de gestión u objetivos de futuras operaciones de Gas Natural Fenosa (incluyendo a sus filiales y participadas), son meras previsiones de futuro. Estas previsiones contemplan riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden derivar en que los resultados reales, actuación o logros de Gas Natural Fenosa, o los resultados del sector, sean significativamente diferentes de los expresados. Estas previsiones se basan en diversas hipótesis relativas a las estrategias empresariales presentes y futuras de Gas Natural Fenosa y al entorno en que Gas Natural Fenosa espera operar en el futuro, las cuales quizá no se cumplan. Todas las previsiones y otras manifestaciones aquí contenidas se refieren únicamente a la situación existente en la fecha de realización de este documento. Ni Gas Natural Fenosa ni ninguna de sus filiales, asesores o representantes, ni ninguno de sus respectivos administradores, directivos, empleados o agentes serán responsables en modo alguno por cualquier perjuicio que resulte del uso de este documento o de su contenido, o relacionado en cualquier otro modo con ésta.

La distribución de este documento podría estar sujeta a restricciones en determinadas jurisdicciones por lo que los receptores de este documento o quienes finalmente obtengan copia o ejemplar de la misma, deberán conocer dichas restricciones y cumplirlas. Mediante la lectura de este documento usted acepta quedar vinculado por las mencionadas limitaciones.

Este documento no constituye una oferta de ningún tipo, ni ninguna parte de este documento deberá tomarse como base para la formalización de ningún contrato o acuerdo.

Índice

Hechos destacados en el período	03	>	03
1. Principales magnitudes	04	>	06
2. Análisis de los resultados consolidados	07	>	14
3. Balance de situación y Fondos generados	15	>	19
4. Análisis de resultados por actividades	20	>	39
4.1. Distribución de gas	20	>	24
4.2. Distribución de electricidad	25	>	27
4.3. Gas	28	>	32
4.4. Electricidad	32	>	39
Hechos relevantes	40	>	42
Anexos. Tablas de resultados.	43	>	48
Cuenta de resultados consolidada	44	>	44
Información económica por actividades	45	>	46
Balance de situación consolidado	47	>	47
Estado de flujos de efectivo consolidado	48	>	48
Glosario de términos	49	>	49

Hechos destacados del período

El beneficio neto del ejercicio 2017 alcanza los €1.360 millones

- El beneficio neto del ejercicio 2017 se sitúa en €1.360 millones y aumenta un 1,0% frente al del año 2016.
- El EBITDA alcanza los €3.915 millones en el ejercicio 2017 y disminuye un 16,1% con respecto al del ejercicio 2016, una vez reexpresado por la discontinuidad del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia. Gas Natural Fenosa ha lanzado un nuevo plan de eficiencias para el período 2018-2020 lo que ha supuesto unos costes de captura no recurrentes en 2017 de €110 millones. Sin considerar dicho efecto así como el impacto de Electricaribe, la disminución del EBITDA sería del 8,8%. 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 71,4%.
- A 31 de diciembre de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 45,3%, en línea al de 2016 que se situaba en el 44,8% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,9 veces.

El 17 de noviembre de 2017 Gas Natural Fenosa llegó a un acuerdo vinculante con Brookfield Infrastructure para la venta de su participación del 59,1% en Gas Natural S.A. ESP, empresa colombiana dedicada a la distribución y comercialización minorista de gas, por un importe de 1.678.927 millones de pesos colombianos (468 millones de euros). La transacción se estructuró en dos fases, la primera de las cuales habría de realizarse mediante sucesivas operaciones de venta en la bolsa colombiana en diciembre de 2017, lo cual supondría la pérdida de control sobre Gas Natural S.A. ESP. La participación restante se transmitiría posteriormente en el marco de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), una vez cumplidas ciertas condiciones suspensivas, principalmente la obtención por la sociedad adquirente de determinadas autorizaciones administrativas en Colombia, que se esperan completar en el primer semestre de 2018. Esta transacción ha tenido un impacto positivo en el resultado después de impuestos de €350 millones en el epígrafe de "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos e incluye tanto la plusvalía por la venta de la participación como el impacto de la valoración a valor razonable de la participación restante del 41,9%.

- Con fecha 30 de noviembre de 2017 y siguiendo con el proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a sus filiales CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. y Empresa Eléctrica Atacama, S.A.. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de distribución eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de €117 millones con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.
- Con fecha 1 de febrero de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia en Italia, se ha completado la venta de las sociedades de distribución de gas en Italia. La venta de la sociedad de comercialización de gas en Italia espera completarse durante el primer trimestre de 2018.
- La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €1.001 millones a dividendos, el mismo que el año anterior, en línea con la política de dividendos para el período 2016-2018 aprobada en marzo de 2017. El dividendo a cuenta de €0,330 por acción fue pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017 y el pago del dividendo complementario de €0,670 por acción también será realizado en efectivo en el mes de junio de 2018, lo que supondrá un *pay out* del 73,6%.

1. Principales magnitudes

Las cuentas de resultados y magnitudes operativas del ejercicio 2017 y 2016 están reexpresadas por discontinuidad de los negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia, sin impacto en resultado neto.

1.1. Principales magnitudes económicas

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
7.279	7.189	1,3	Importe neto de la cifra de negocios	23.306	21.908	6,4
917	1.259	-27,2	EBITDA	3.915	4.664	-16,1
438	841	-47,9	Resultado de explotación	2.112	2.764	-23,6
567	417	36,0	Resultado neto	1.360	1.347	1,0
673	812	-17,1	Cash flow operativo (CFO)	2.923	3.370	-13,3
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 31/12 (€)	19,25	17,91	7,5
-	-	-	Capitalización bursátil a 31/12	19.263	17.922	7,5
-	-	-	Beneficio por acción (€) *	1,36	1,35	0,7
463	834	-44,5	Inversiones, netas	1.597	2.225	-28,2
245	743	-67,0	Patrimonio neto	18.305	19.005	-3,7
378	748	-49,5	Patrimonio neto atribuido	14.734	15.225	-3,2
-569	-721	-21,1	Deuda financiera neta (a 31/12)	15.154	15.423	-1,7

* De acuerdo con NIC 33 "Ganancias por acción", promedio ponderado de acciones en circulación calculado considerando el número medio ponderado de acciones propias a lo largo del ejercicio (1.000.478.210 promedio ponderado de 2017 y 1.000.468.342 de 2016).

1.2. Ratios

		2017	2016
Endeudamiento	%	45,3	44,8
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,4	6,3
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,9	3,3
Relación cotización beneficio (PER)	veces	14,2	13,3
EV/EBITDA	veces	8,8	7,1

Nota: Datos bursátiles y de balance a 31 de diciembre.

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

4T17	4T16	%		2017	2016	%
124.267	115.481	7,6	Distribución de gas (GWh)	460.014	426.510	7,9
57.003	53.382	6,8	España	195.586	184.619	5,9
57.003	53.382	6,8	ATR1	195.586	184.619	5,9
67.264	62.099	8,3	Latinoamérica	264.428	241.891	9,3
36.360	35.097	3,6	Venta de gas	141.762	131.361	7,9
30.904	27.002	14,5	ATR	122.666	110.530	11,0
13.515	15.699	-13,9	Distribución de electricidad (GWh)	53.670	65.586	-18,2
8.155	8.187	-0,4	España	32.039	32.025	0,0
8.155	8.187	-0,4	ATR	32.039	32.025	0,0
5.360	7.512	-28,6	Latinoamérica (*)	21.631	33.561	-35,5
4.814	7.056	-31,8	Venta de electricidad	19.755	31.441	-37,2
546	456	19,7	ATR	1.876	2.120	-11,5
3.535	3.542	-0,2	Transmisión de electricidad (GWh)	14.403	14.484	-0,6
3.535	3.542	-0,2	Latinoamérica	14.403	14.484	-0,6
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/12)	10.491	10.224	2,6
-	-	-	España	5.371	5.313	1,1
-	-	-	Latinoamérica	5.120	4.911	4,3
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/12)	7.447	7.324	1,7
-	-	-	España	3.721	3.702	0,5
-	-	-	Latinoamérica	3.726	3.622	2,9
-	-	-	TIEPI en España (minutos) ²	47	43	9,3

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

Actividad de Gas

4T17	4T16	%		2017	2016	%
94.532	83.103	13,8	Comercialización mayorista (GWh)	334.650	298.404	12,1
41.637	40.480	2,9	España	150.672	151.863	-0,8
16.741	21.172	-20,9	Resto de Europa	61.891	67.283	-8,0
36.154	21.451	68,5	GNL Internacional	122.087	79.258	54,0
9.043	8.848	2,2	Comercialización minorista (GWh)	25.381	27.053	-6,2
32.471	28.481	14,0	Transporte de gas-EMPL (GWh) ³	100.371	111.720	-10,2

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.

³ Gasoducto Europa-Magreb.

Actividad de Electricidad

4T17	4T16	%		2017	2016	%
12.737	13.060	-2,5	Energía eléctrica producida (GWh)	46.389	46.361	0,1
8.018	8.431	-4,9	España	27.953	28.504	-1,9
7.440	7.951	-6,4	Generación	25.668	26.046	-1,5
107	242	-55,8	Hidráulica	1.126	3.933	-71,4
1.237	1.134	9,1	Nuclear	4.578	4.463	2,6
2.145	2.640	-18,8	Carbón	5.953	5.687	4,7
3.951	3.935	0,4	Ciclos combinados	14.011	11.963	17,1
578	480	20,4	Renovable y cogeneración	2.285	2.458	-7,0
4.719	4.629	1,9	Internacional	18.436	17.857	3,2
4.129	4.068	1,5	México (CC)	16.340	15.648	4,4
257	271	-5,2	México (eólico)	656	793	-17,3
39	-	-	Brasil (solar)	48	-	-
57	94	-39,4	Costa Rica (hidráulica)	369	398	-7,3
30	37	-18,9	Panamá (hidráulica)	98	98	-
207	159	30,2	República Dominicana (fuel)	925	920	0,5
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.448	15.306	0,9
-	-	-	España	12.716	12.716	-
-	-	-	Generación	11.569	11.569	-
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.010	2.010	-
-	-	-	Ciclos combinados	7.001	7.001	-
-	-	-	Renovable y cogeneración	1.147	1.147	-
-	-	-	Internacional	2.732	2.590	5,5
-	-	-	México (CC)	2.109	2.035	3,6
-	-	-	México (eólico)	234	234	-
-	-	-	Brasil (solar)	68	-	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-

2. Análisis de los resultados consolidados

Las cifras más destacables de la cuenta de pérdidas y ganancias son las siguientes:

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
7.279	7.189	1,3	Importe neto de la cifra de negocios	23.306	21.908	6,4
917	1.259	-27,2	EBITDA	3.915	4.664	-16,1
438	841	-47,9	Beneficio de explotación	2.112	2.764	-23,6
-201	-194	3,6	Resultado financiero	-699	-815	-14,2
-3	-100	-97,0	Resultado método de participación	14	-98	-
49	-46	-	Impuesto sobre beneficios	-190	-333	-42,9
361	30	-	Resultado operaciones interrumpidas	460	193	-
-77	-114	-32,5	Participaciones no dominantes	-337	-364	-7,4
567	417	36,0	Resultado neto	1.360	1.347	1,0

2.1. Cambios en el perímetro de consolidación y otras transacciones significativas

A lo largo del ejercicio 2016, Electricaribe, sociedad participada en un 85,38% por Gas Natural Fenosa, padeció muy fuertes tensiones de tesorería consecuencia de las acciones y omisiones de la República de Colombia. 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 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, 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. Posteriormente, 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 USD1.000 millones. 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.

El 9 de junio de 2017 Electricaribe suscribió un contrato con la entidad pública Financiera de Desarrollo Nacional para que ésta evaluara y definiera las posibles alternativas de estructuración e implementación de la solución definitiva para la continuidad de la prestación del servicio de energía en la Costa Caribe. Posteriormente se ha contratado a un banco de negocios internacional y se ha informado que los trabajos de ambos se extenderán hasta la segunda mitad del año 2018. A fecha actual sigue la situación de intervención.

A 31 de diciembre de 2016 Gas Natural Fenosa dejó de consolidar Electricaribe y, siguiendo lo indicado por la normativa contable aplicable en este caso, NIIF 10, procedió a dar de baja sus activos, pasivos y participaciones no dominantes por un importe neto de €475 millones. 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). Dado que Electricaribe es una inversión en instrumentos de patrimonio que no dispone de un precio de mercado cotizado, en la valoración se aplicaron criterios de prudencia valorativa. 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 31 de diciembre de 2017 el saldo asciende a €416 millones por el efecto derivado de las variaciones en el tipo de cambio, sin haberse 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.

Ejercicio 2017

A 31 de diciembre de 2017 los activos no corrientes mantenidos para la venta corresponden a los negocios de distribución de gas en Italia y Colombia, de distribución eléctrica en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación eléctrica en Kenia.

Dado que Gas Natural Fenosa tiene el compromiso firme de vender dichos activos que están claramente identificados, el proceso está en curso, se considera que su venta es altamente probable y se espera concluirlo en el ejercicio 2018, los saldos contables de estos activos y pasivos se han traspasado al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta” y “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta”, en aplicación de la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”. Adicionalmente, se ha considerado que se trata de operaciones interrumpidas al ser unos componentes clasificados como mantenidos para la venta que representan una línea de negocio o una área geográfica de la explotación significativa y separada del resto, por lo que todos los ingresos y gastos correspondientes a estos negocios de los ejercicios 2017 y 2016 se presentan en el epígrafe “Resultados del ejercicio procedentes de operaciones interrumpidas después de impuestos”.

El 13 de octubre de 2017 Gas Natural Fenosa cerró, en acuerdos separados con las compañías 2i Rete Gas y Edison, la venta de sus sociedades y activos en Italia por un importe total de €1.020 millones. Con fecha 1 de febrero de 2018, tras la aprobación de las autoridades de competencia en Italia, se ha completado la venta de las sociedades de distribución de gas en Italia. La venta de la sociedad de comercialización de gas en Italia espera completarse durante el primer trimestre de 2018. Se espera que las transacciones generen plusvalías después de impuestos para Gas Natural Fenosa de aproximadamente €190 millones en su conjunto.

El 17 de noviembre de 2017 Gas Natural Fenosa llegó a un acuerdo vinculante con Brookfield Infraestructura para la venta de su participación del 59,1% en Gas Natural S.A. ESP, empresa colombiana dedicada a la distribución y comercialización minorista de gas, por un importe de 1.678.927 millones de pesos colombianos (€468 millones). La transacción se estructuró en dos fases, la primera de las cuales habría de realizarse mediante sucesivas operaciones en la bolsa colombiana en diciembre de 2017, lo cual supondría la pérdida de control sobre Gas Natural S.A. ESP. La participación restante se transmitiría posteriormente en el marco de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), una vez cumplidas ciertas condiciones suspensivas, principalmente la obtención por la sociedad adquirente de determinados autorizaciones administrativas en Colombia, que se esperan completar en el primer semestre de 2018.

En los días 20, 21 y 22 de diciembre de 2017 Gas Natural Fenosa ha vendido un 17,2% de participación de Gas Natural S.A. ESP, que ha pasado del 59,1% al 41,9%. Tras este cambio accionarial el 29 de diciembre de 2017 la Asamblea General Extraordinaria de accionistas de Gas Natural S.A. ESP ha aprobado la reestructuración de su Consejo de Administración que ha quedado conformado por 5 miembros, de los cuales 2 han sido nombrados por Gas Natural Fenosa, habiendo perdido la mayoría de representación en el mismo.

Debido a la pérdida de la mayoría de los derechos de voto y de los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural S.A. ESP por parte de Gas Natural Fenosa se ha concluido contablemente la existencia

de pérdida de control a 31 de diciembre de 2017. El tratamiento contable aplicado a esta transacción se ha basado en lo regulado en la NIIF 10 en relación con la pérdida de control de una dominante en una dependiente, dando de baja en cuentas todos los activos y pasivos de Gas Natural S.A. ESP por su valor en libros, reconociendo el valor razonable de la contraprestación recibida por el 17,2% y la participación restante del 41,9% por su valor razonable, que en este caso es el precio fijado en el acuerdo vinculante de venta firmado con Brookfield Infraestructure. La diferencia resultante se ha reconocido como ganancia en el resultado después de impuestos de €350 millones en el epígrafe de “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos” y que incluye tanto la plusvalía por la venta de la participación del 17,2% como el impacto de la valoración a valor razonable de la participación restante del 41,9%.

Finalmente, a raíz de la revisión estratégica de sus negocios y posicionamiento en distintos países, Gas Natural Fenosa ha decidido llevar a cabo unos procesos competitivos de venta para sus negocios de distribución eléctrica en Moldavia y generación eléctrica en Kenia. Estos procesos forman parte de los esfuerzos de optimización de la cartera de negocios de Gas Natural Fenosa y de la revisión continua de sus actividades y geografías consideradas como no estratégicas. Como consecuencia de la estimación del valor razonable menos los costes de venta que requiere la NIIF 5 se ha realizado una desvalorización del valor neto contable de la inversión en Kenia por importe de €24 millones que se incorpora en el Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas neto de impuestos.

El impacto de la reexpresión sobre la cuenta de resultados consolidada a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

(€ millones)	2016	Impacto reexpresión	2016 reexpresada
Importe neto de la cifra de negocios	23.184	-1.276	21.908
Aprovisionamientos	-15.420	809	-14.611
Margen bruto	7.764	-467	7.297
Otros ingresos de explotación	359	-27	332
Gastos de personal	-1.013	39	-974
Tributos	-483	18	-465
Otros gastos de explotación	-1.657	131	-1.526
EBITDA	4.970	-306	4.664
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.759	52	-1.707
Dotación a provisiones	-327	12	-315
Otros resultados	122	-	122
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3.006	-242	2.764
Resultado financiero	-825	10	-815
Resultado de entidades método participación	-98	-	-98
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.083	-232	1.851
Impuesto sobre beneficios	-416	83	-333
Resultado operaciones interrumpidas	44	149	193
Participaciones no dominantes	-364	-	-364
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	1.347	-	1.347

Ejercicio 2016

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), lo que supuso una plusvalía neta de €4 millones, 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). 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%.

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

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

Con fecha 29 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa, a través de la sociedad Aprovevisionadora Global de Energía, S.A. (AGESA), filial de Gas Natural Chile, S.A., firmó con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación en GNL Quintero, S.A. (Chile), por \$200 millones, \$197 millones tras los ajustes por dividendos a la fecha de cierre (€182 millones). La operación se cerró en noviembre de 2016 y supuso la obtención de una plusvalía antes de impuestos y participaciones no dominantes de €128 millones y una plusvalía neta de €50 millones.

Con fecha 29 de julio de 2016 Gas Natural Fenosa adquirió el 100% de la comercializadora irlandesa de gas y electricidad Vayu Limited (Vayu), la que se enmarca en el cumplimiento del nuevo plan estratégico que contempla el crecimiento en el negocio de comercialización de energía en Europa. Esta operación complementa la posición del Grupo en los mercados europeos donde ya está presente (Francia, Italia, Bélgica, Países Bajos, Portugal, Alemania y Luxemburgo) y permitirá desarrollar la actividad de trading y operaciones de GNL. Vayu cuenta con una cuota de comercialización de grandes clientes industriales y comerciales de gas en Irlanda del 15%, mientras que la de comercialización de electricidad es de alrededor del 6%.

2.2. Análisis de resultados

2.2.1. Importe neto de la cifra de negocios

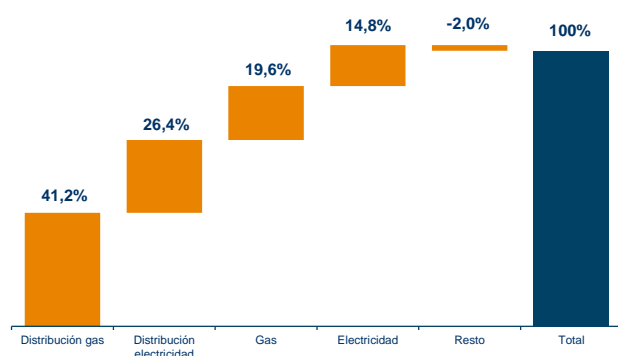
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de diciembre de 2017 asciende a €23.306 millones y registra un aumento del 6,4% respecto al año anterior, debido, fundamentalmente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del año anterior, al incremento del precio del pool compensado por la disminución de volúmenes de venta en la actividad de electricidad, así como a la evolución de los tipos de cambio.

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del año 2017 disminuye en €749 millones y alcanza los €3.915 millones, con una disminución del 16,1% respecto al ejercicio anterior una vez reexpresado del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia. No obstante, el ejercicio 2017, por un lado, no incorpora los resultados de Electricaribe y por otro, registra un incremento de los gastos de personal no recurrentes básicamente por el lanzamiento del nuevo plan de eficiencias 2018-2020 por €110 millones, por lo que, en términos homogéneos, la disminución solo sería del 8,8%.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del año 2017 de €15 millones respecto al ejercicio 2016, causado fundamentalmente por la depreciación del dólar, el peso argentino y el peso mexicano.

Contribución al EBITDA por actividades

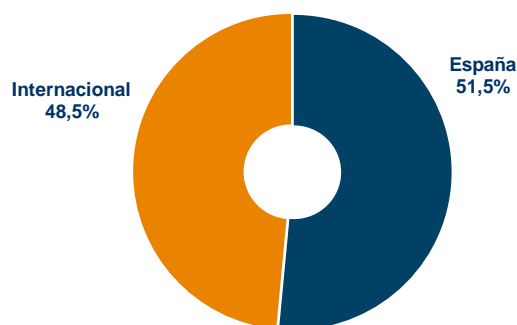


En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 41,2% del total consolidado. Le siguen la actividad de distribución de electricidad con un 26,4 %, la actividad de gas con un 19,6% y la actividad de electricidad con un 14,8%.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye un 4,8% y representa un 48,5% del total consolidado frente a un 42,8% en el año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España disminuye un 24,5% y disminuye su peso relativo en el total consolidado al 51,5%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de diciembre de 2017 ascienden a €1.648 millones y registran una disminución del 3,5% respecto al año anterior principalmente por la extensión de la vida útil de las centrales de ciclo combinado de 25 a 35 años.

Contribución al EBITDA por zona geográfica



Las provisiones por morosidad se sitúan en €155 millones frente a €315 millones en el año anterior, disminución debida básicamente al efecto de la desconsolidación de Electricaribe.

El resultado de explotación del año 2017 ha disminuido en €652 millones respecto al ejercicio anterior, situándose en €2.112 millones, lo que supone una disminución del 23,6% respecto al ejercicio anterior, una vez reexpresado del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia, de comercialización de gas en Italia y de generación de electricidad en Kenia (-19,3% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe ni costes de plan eficiencias).

Como consecuencia de los desastres naturales por incendios y temporales de viento y nieve acaecidos en Chile y Moldavia, así como los efectos del huracán María en Puerto Rico y el terremoto en México, se ha producido una pérdida de beneficios de €20 millones, se ha registrado un importe de €25 millones en el epígrafe de "Otros gastos de explotación" correspondientes a gastos e indemnizaciones incurridos en relación con los mismos y un importe de €8 millones en el epígrafe de "Amortización y pérdidas por deterioro de inmovilizado" correspondientes al deterioro y baja del valor de los elementos de inmovilizado material afectados.

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

4T17	4T16	(€ millones)	2017	2016
-153	-180	Coste deuda financiera neta	-611	-735
-51	-18	Otros gastos/ingresos financieros	-103	-96
3	4	Ingreso financiero Costa Rica ¹	15	16
-201	-194	Resultado financiero	-699	-815

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 año 2017 asciende a €611 millones, inferior al ejercicio anterior debido a la desconsolidación de Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones, que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento o se utilizan para la recompra de bonos, así como reestructuración de préstamos bancarios.

El coste medio de la deuda financiera bruta es del 3,5%, con el 79% de la deuda neta a tipo fijo.

2.2.4 Resultado de entidades por el método de participación

En el año 2017 la aportación al resultado de entidades por el método de participación asciende a €14 millones (-€98 millones en el año 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. En 2016 se registró una pérdida de valor de la participación en Unión Fenosa Gas por €94 millones.

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 ha ascendido a 13,3% frente al 18,0% en el ejercicio anterior.

Con fecha 30 de noviembre de 2017 y siguiendo con el proceso de reorganización de los negocios y simplificación societaria en Chile, Compañía General de Electricidad, S.A. ha procedido a fusionar por absorción a sus filiales CGE Distribución, S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, S.A. y Empresa Eléctrica Atacama, S.A.. El fondo de comercio resultante se ha asignado al valor fiscal de los activos no monetarios recibidos de la absorbida (redes de distribución eléctrica) equivalente a su valor contable a la fecha de la operación, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de €117 millones con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Por su lado, en 2016, Compañía General de Electricidad, S.A. procedió a fusionar por absorción a su filial Transnet, generando una disminución del pasivo por impuestos diferidos de €128 millones con contrapartida al epígrafe "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. Este efecto se compensaba por el impacto de la reforma tributaria en Colombia que supuso un mayor gasto en el epígrafe de "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por un importe de €21 millones.

Sin estos impactos no recurrentes, la tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 se situaría en el 21,5% (23,8% en 2016).

2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas

En el ejercicio 2017 el resultado por operaciones interrumpidas asciende a €460 millones (€193 millones en 2016) y corresponde a los negocios de distribución gas en Italia (€30 millones) y en Colombia (€430 millones), de distribución eléctrica en Moldavia (€12 millones), de comercialización gas en Italia (€7 millones) y de generación eléctrica en Kenia (-€19 millones). Adicionalmente, en el ejercicio 2016 incluía el resultado neto de la actividad de GLP en Chile (€44 millones) hasta su enajenación en agosto de 2016. El resultado por operaciones interrumpidas atribuible a la sociedad dominante asciende a €428 millones en 2017 (€132 millones en 2016).

Distribución de gas en Italia

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de gas en Italia en el ejercicio 2017 asciende a €30 millones (€25 millones en el ejercicio 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad regulada de gas en Italia son:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
1.240	1.037	19,6	Ventas - ATR (GWh)	3.950	3.578	10,4
20	39	-48,7	Red de distribución (km)	7.327	7.265	0,9
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	461	460	0,2

La actividad de distribución de gas alcanza los 3.950 GWh, con un aumento del 10,4% respecto al año 2016 por una climatología favorable.

La red de distribución al 31 de diciembre de 2017 asciende a 7.327 km, con un aumento de 20 km en los últimos tres meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.665 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

Distribución de gas en Colombia

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de gas en Colombia en el ejercicio 2017 asciende a €430 millones (€87 millones en el ejercicio 2016). El resultado atribuible a la sociedad dominante asciende a €393 millones en 2017 (€48 millones en 2016) e incluye la plusvalía por la operación de desinversión por importe de €350 millones.

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de distribución de gas en Colombia son:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
7.217	7.164	0,7	Ventas - ATR (GWh)	27.082	28.177	-3,9
131	103	27,2	Red de distribución (km)	22.344	21.839	2,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	2.976	2.862	4,0

Las ventas de gas y ATR disminuyen respecto al año anterior en un 3,9% motivado por efecto del volumen atípico de ventas registrado en el mercado secundario (mercado en el que se comercializan los excedentes de gas tras cubrir la demanda genérica de la cartera de clientes) durante los primeros meses de 2016 y el bajo volumen registrado en el año 2017.

En el año 2017 se registró un incremento neto de 114.084 clientes doméstico-comerciales, lo cual representa una disminución del 3,2% respecto al incremento del año anterior, concentrada fundamentalmente en el segmento de nueva edificación debido a la desaceleración de las ventas de obra terminada debido a la contracción del mercado.

Distribución de electricidad en Moldavia

El resultado neto aportado por la actividad de distribución de electricidad en Moldavia en el ejercicio 2017 asciende a €12 millones (€30 millones en el ejercicio 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de distribución de electricidad en Moldavia son:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
703	727	-3,3	Ventas actividad de electricidad (GWh)	2.702	2.672	1,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	889	878	1,3

Comercialización de gas en Italia

El resultado neto aportado por la actividad de comercialización de gas en Italia en el ejercicio 2017 asciende a €7 millones (€6 millones en el ejercicio 2016).

En relación a la actividad de comercialización de gas las principales magnitudes son:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
2.292	3.224	-28,9	Suministro de gas en Italia (GWh)	10.631	9.853	7,9
1.288	2.298	-44,0	Mayorista	7.309	6.819	7,2
1.004	926	8,4	Minorista	3.322	3.034	9,5

Generación eléctrica en Kenia

El resultado neto aportado por la actividad de generación de electricidad en Kenia en el ejercicio 2017 asciende a -€19 millones (€1 millones en el ejercicio 2016) e incluye la desvalorización del importe en libras de la inversión para medirla al valor razonable menos costes de venta por €24 millones. El resultado atribuible a la sociedad dominante asciende a -€14 millones en 2017 (€1 millones en 2016).

Las principales magnitudes asociadas con la actividad de generación de electricidad en Kenia son:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
59	58	1,7	Energía eléctrica producida (GWh)	267	191	39,8
-6	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	106	112	-5,4
-	-	-	Factor de disponibilidad (%)	95,3	95,8	-0,5 p.p.

2.2.7. Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de las participaciones no dominantes en EMPL, en electricidad internacional (GPG), en las sociedades de distribución de gas en Chile, Brasil 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 31 de diciembre de 2017 asciende a -€337 millones un 7,4% menos que el año anterior en que ascendía a -€364 millones.

2.2.8. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto del ejercicio 2017 asciende a €1.360 millones, con un aumento del 1,0% frente al obtenido en el ejercicio 2016.

3. Balance de situación y Fondos generados

Las cifras más destacadas del balance de situación son las siguientes:

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
-232	117	-	Inmovilizado material e intangible	32.575	34.547	-5,7
-569	-721	-21,1	Deuda financiera neta	15.154	15.423	-1,7
245	743	-67,0	Patrimonio neto	18.305	19.005	-3,7
378	748	-49,5	Patrimonio neto atribuido	14.734	15.225	-3,2

3.1. Inversiones

El desglose de las inversiones netas por naturaleza es el siguiente:

(€ millones)	2017	2016	%
Inversiones materiales e intangibles	1.782	2.517	-29,2
Inversiones financieras	44	384	-88,5
Total inversiones brutas	1.826	2.901	-37,1
Desinversiones y otros	-229	-676	-66,1
Total inversiones netas	1.597	2.225	-28,2

Las inversiones materiales e intangibles del año 2017 alcanzan los €1.782 millones, con una disminución del 29,2% respecto a las del ejercicio anterior, debido a que en 2016 se registró la contratación de dos nuevos buques metaneros en régimen de arrendamiento financiero por €425 millones y la adquisición de nuevos puntos de suministro de GLP por €426 millones.

Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	2017	% contribución	2016	% contribución	% variación
Distribución gas	584	32,8	968	38,5	-39,7
España	212	11,9	693	27,6	-69,4
Latinoamérica	372	20,9	275	10,9	35,3
Distribución electricidad	602	33,8	653	25,9	-7,8
España	252	14,1	265	10,5	-4,9
Latinoamérica	350	19,7	388	15,4	-9,8
Gas	66	3,7	471	18,7	-86,0
Infraestructuras	18	1,0	13	0,5	-
Comercialización	48	2,7	458	18,2	-89,5
Electricidad	346	19,4	189	7,5	83,1
España	178	10,0	105	4,2	69,5
Internacional	168	9,4	84	3,3	-
Resto	184	10,3	236	9,3	-22,0
Total inversiones materiales e intangibles	1.782	100,0	2.517	100,0	-29,2

La actividad de distribución de electricidad representa el 33,8% del total consolidado, siendo el mayor foco inversor y disminuye un 7,8% respecto al ejercicio anterior. La distribución de electricidad en Latinoamérica representa un 19,7% del total consolidado y disminuye un 9,8%.

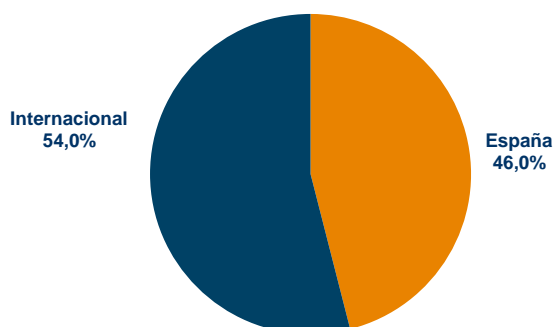
La distribución de gas representa el 32,8% del total consolidado y disminuye un 39,7% respecto al ejercicio anterior por la disminución del 69,4% de la inversión en España que, en 2016, incluía parte de la inversión por adquisición de nuevos puntos de suministro de GLP. Compensa esta disminución el crecimiento del 35,3% en la distribución de gas en Latinoamérica que representa un 20,9% del total consolidado y muestra 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 69,5% respecto al ejercicio anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en las Islas Canarias. En Electricidad Internacional aumenta un 100,0% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil y eólicos en Australia.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 13,9% y representan un 54,0% del total, frente a un 33,6% en el año anterior.

Por su lado, las inversiones en España disminuyen un 50,9% bajando su contribución al 46,0% frente a un 66,4% en el año anterior, debido a que en septiembre de 2016 se registró la contratación de un nuevo buque metanero en régimen de arrendamiento financiero.



Sin este impacto, las inversiones en España del ejercicio 2016 representarían un 60,0% del total.

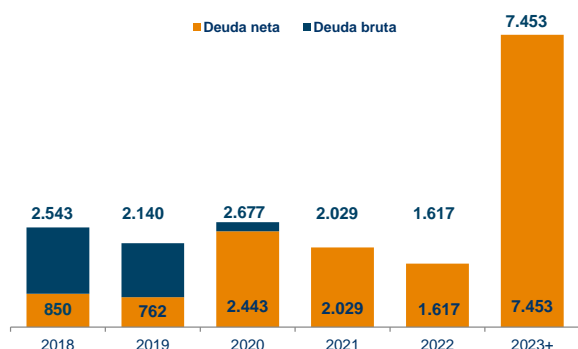
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

A 31 de diciembre de 2017 la deuda financiera neta alcanza los €15.154 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,3% (€15.423 millones y 44,8% a 31 de diciembre de 2016).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de diciembre de 2017 en 3,9x y en 6,4x, respectivamente. Considerando los flujos por la venta de los negocios en Italia y Colombia así como la venta del 20% del negocio de distribución de gas en España, el ratio de Deuda neta/EBITDA se situaría en 3,2x.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



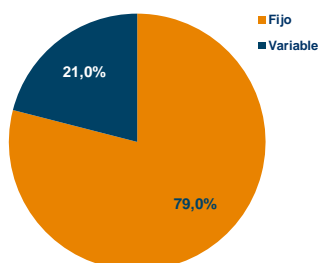
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 89,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2020. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,8 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2017. La deuda bruta asciende a €18.459 millones.

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

Estructura de la deuda financiera neta

La estructura de la deuda considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas es mayoritariamente a tipo de interés fijo:



La siguiente tabla muestra el desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2017 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	31/12/17	%
EUR	12.267	81,0
CLP	1.677	11,1
US\$	614	4,1
MXN	295	1,9
BRL	292	1,9
Otras	9	-
Total deuda financiera neta	15.154	100,0

3.2.2. Liquidez

A 31 de diciembre de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.550 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuentes de liquidez (€ millones)	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	7.215	254	6.961
Líneas de crédito no comprometidas	539	217	322
Préstamos no dispuestos	42	-	42
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	3.225
Total	7.796	471	10.550

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de diciembre de 2017 se sitúan en €6.254 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €3.795 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €1.000 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales Negociables en Panamá, de Obligaciones Negociables en Argentina y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.459 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

En abril de 2017 Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos bajo su programa EMTN por valor de €1.000 millones 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 con vencimientos en 2018, 2020 y 2021. Adicionalmente, el pasado 29 de septiembre de 2017 Gas Natural Fenosa efectuó bajo su programa EMTN una emisión privada de un bono a 12 años por importe de €300 millones y un cupón de 1,875%, desembolsada en octubre, y el 8 de noviembre de 2017 una emisión de un bono verde a 8 años por importe de €800 millones y un cupón de 0,875%.

Finalmente, en enero de 2018, Gas Natural Fenosa ha realizado una emisión de bonos a 10 años por importe de €850 millones y cupón del 1,5%, cuyos recursos se han destinado a una oferta de recompra de bonos por un importe de €916 millones de obligaciones con vencimientos entre 2019 y 2023.

Durante el ejercicio 2017 se han realizado operaciones financieras corporativas para optimizar la estructura financiera por importe de €7.168 millones de las cuales €5.839 millones corresponden a líneas de crédito (€4.398 millones en el año 2016) y €1.329 millones a préstamos (€1.300 millones el año 2016).

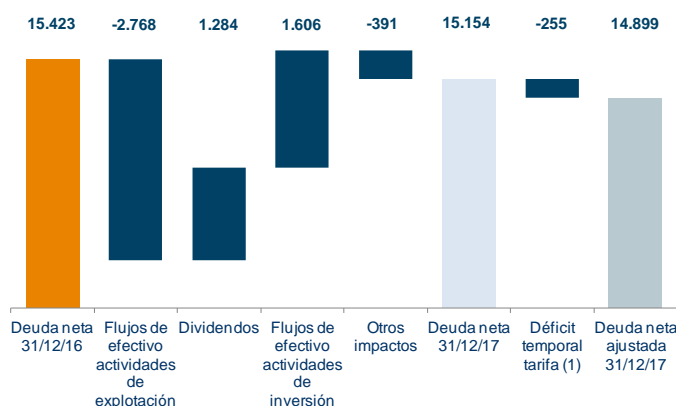
3.2.4. Calificación crediticia

La tabla adjunta detalla la calificación crediticia de la deuda de Gas Natural Fenosa a largo y corto plazo:

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

3.3. Flujos de efectivo

El flujo de efectivo y la conciliación de la deuda financiera neta del año 2017 han sido los siguientes:



(1) Incluye €91 millones de déficit de tarifa eléctrico y €164 millones de déficit de tarifa de gas.

En otros impactos se recogen diferencias de conversión y otros. Adicionalmente, incluye el impacto en deuda neta por el traspaso del negocio de distribución de gas en Italia y en Colombia, de distribución de electricidad en Moldavia y de generación de electricidad en Kenia, a activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta por importe de -€318 millones.

3.4. 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 a dividendos, el mismo importe que el año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de €1 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 por acción.

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2017 que el Consejo de Administración elevará a la Junta General Ordinaria de Accionistas para su aprobación supone destinar €1.001 millones a dividendos el mismo importe del año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de €1 por acción y representa un *pay out* del 73,6% con una rentabilidad por dividendos del 5,2% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2017 de €19,25 por acción.

El pasado 27 de septiembre se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de €0,330 por acción.

A 31 de diciembre de 2017 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.305 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.734 millones.

A 31 de diciembre de 2017, según la información pública disponible, las principales participaciones en el capital social de Gas Natural Fenosa son las siguientes:

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

(1) A través de Critería Caixa S.A.U.

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

El 3 de agosto de 2017 se acordó la venta del 20% del negocio de distribución de gas en España a un consorcio formado por Allianz y CPPIB por €1.500 millones. Al tratarse de una transmisión sin pérdida de control se mantiene su integración global en el consolidado estimándose un impacto positivo en reservas por €1.040 millones. Se espera que la transacción se complete durante el primer trimestre de 2018 una vez se obtengan las correspondientes autorizaciones.

4. Análisis de resultados por actividades

Los criterios aplicados para la asignación de importes de las actividades son los siguientes:

- Asignación directa de ingresos y gastos de cualquier naturaleza que se correspondan de forma exclusiva y directa con las actividades.
- Asignación del margen de las operaciones intra-grupo en función del destino final de las ventas por mercados.
- Asignación de los gastos e ingresos corporativos en función de su utilización por cada actividad.

4.1. Distribución gas

4.1.1. España

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

4.1.1.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
319	314	1,6	Importe neto de la cifra de negocios	1.270	1.198	6,0
-16	-21	-23,8	Aprovisionamientos	-67	-33	-
-17	-7	-	Gastos de personal, neto	-76	-68	11,8
-60	-50	20,0	Otros gastos/ingresos	-221	-208	6,3
226	236	-4,2	EBITDA	906	889	1,9
-76	-76	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-299	-291	2,7
-3	-1	-	Provisiones de morosidad	-8	-2	-
147	159	-7,5	Resultado de explotación	599	596	0,5

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €1.270 millones, superior en €72 millones respecto al ejercicio 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. Asimismo también se ha registrado en 2017 un mayor volumen de operaciones en la actividad de inspección reglamentaria, de acuerdo con la programación prevista, en comparación con el ejercicio 2016 que fue un año valle, con un menor número de inspecciones, motivado por el cambio de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años.

La cifra de aprovisionamientos se ve afectada por la mayor actividad en GLP y por el mayor volumen de operaciones de inspecciones reglamentarias.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -8M€.

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 1,9%. Sin considerar el impacto de las medidas del plan de eficiencias 2018-2020 el EBITDA aumentaría en un 2,8%.

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

4T17	4T16	%		2017	2016	%
57.003	53.382	6,8	Ventas - ATR (GWh)	195.586	184.619	5,9
56.279	42.109	33,7	Ventas de GLP (tn)	134.194	57.175	-
219	166	31,9	Red de distribución (km)	53.369	51.956	2,7
23	2	-	Incremento de puntos de suministro, en miles	58	47	23,4
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.371	5.313	1,1

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 5,9% (+10.967 GWh).

La demanda residencial se ha situado ligeramente por encima del ejercicio anterior, un +1,8% (+768 GWh) gracias a la climatología favorable del mes de diciembre.

El crecimiento de la demanda se centra en el mercado industrial. En el sector de menor a 60 bares el crecimiento ha sido del 3,8% (+3.488 GWh). La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares crece un 13,3% (+6.710 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 1.413 km en el ejercicio 2017.

En relación al incremento de puntos de suministro, como parte de la implantación de medidas de eficiencia, se ha trabajado en la adecuación del modelo de expansión con el objetivo de reducir los costes unitarios de captación lo que ha causado un cierto retraso en las puestas en servicio residenciales, que, no obstante, se ve compensado en términos de retribución por las mayores puestas en servicio de gran consumo.

4.1.2. Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

4.1.2.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
881	769	14,6	Importe neto de la cifra de negocios	3.735	2.802	33,3
-616	-495	24,4	Aprovisionamientos	-2.615	-1.840	42,1
-31	-27	14,8	Gastos de personal, neto	-119	-105	13,3
-86	-75	14,7	Otros gastos/ingresos	-293	-240	22,1
148	172	-14,0	EBITDA	708	617	14,7
-38	-38	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-159	-146	8,9
-8	-3	-	Provisiones de morosidad	-26	-19	36,8
102	131	-22,1	Resultado de explotación	523	452	15,7

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €3.735 millones y registra un aumento del 33,3%, afectado por la evolución en el año de las principales monedas latinoamericanas.

EBITDA en Latinoamérica por países

	2017	2016	variación	tipo cambio	variación ajustada
Argentina	48	44	9,1%	-8	27,3%
Brasil	283	240	17,9%	11	13,3%
Chile	206	174	18,4%	-	18,4%
México	175	162	8,0%	-7	12,3%
Perú	-4	-3	-33,3%	-	-33,3%
Total	708	617	14,7%	-4	15,4%

El EBITDA alcanza los €708 millones, lo que supone un aumento del 14,7% respecto al del ejercicio anterior, afectado por el comportamiento de la evolución de las divisas. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 15,4%.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -7M€. Sin considerar este impacto el EBITDA aumentaría en un 15,9%.

La tabla anterior muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto al ejercicio 2016.

La aportación de Brasil al EBITDA total representa un 40,0%. Descontando el efecto de tipo de cambio comentado, el EBITDA se incrementaría en un 13,3%. Los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas se sitúan en el conjunto del año en niveles superiores al año anterior 34,7%, y las ventas de gas del mercado doméstico comercial registran caídas del 4,5%. Como contrapartida, el mercado industrial mantiene el cambio de tendencia respecto al año anterior, registrándose un incremento del 6,5%; asimismo, las ventas de gas natural vehicular (GNV) superaron en un 11,0% las registradas el año anterior debido a la mayor competitividad del gas respecto a combustibles líquidos.

El EBITDA de México representa un 24,7% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 12,3%, con un incremento en el margen de venta del 19,3% por actualización de los índices de tarifa y registrándose crecimientos en todos los mercados.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €206 millones (+18,4% sin efecto tipo de cambio), debido básicamente a un incremento en el volumen de venta en el segmento residencial-comercial, y representa el 29,1% del total registrado en Latinoamérica. De este EBITDA €134 millones corresponden a distribución de gas y €72 millones a aprovisionamiento y comercialización de gas.

El EBITDA de Argentina asciende a €48 millones, superior al 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. Las ventas se incrementan en un conjunto 0,8%, teniendo en cuenta que el invierno de 2017 fue especialmente cálido.

El EBITDA de distribución gas Latinoamérica incluye €6 millones correspondientes a la actividad de servicios energéticos (€3 millones en el ejercicio 2016).

4.1.2.2. Principales magnitudes

4T17	4T16	%		2017	2016	%
67.264	62.099	8,3	Ventas actividad de gas (GWh)	264.428	241.891	9,3
36.360	35.097	3,6	Ventas de gas	141.762	131.361	7,9
30.904	27.002	14,5	ATR	122.666	110.530	11,0
773	85	-	Red de distribución (km)	62.812	61.127	2,8
61	53	15,1	Incremento de puntos de suministro, en miles	209	208	0,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	5.120	4.911	4,3

Las principales magnitudes físicas por países en 2017 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile Distribución	Aprovisionamiento y comercialización*	México	Perú	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	72.084	89.079	10.933	34.714	57.617	1	264.428
Incremento vs. 2016 (%)	0,8	23,7	6,5	4,3	12,5	-	9,3
Red de distribución (km)	25.865	7.536	7.211	-	21.940	260	62.812
Incremento vs. 31/12/2016 (km)	202	90	245	-	888	260	1.685
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	1.651	1.090	602	-	1.773	4	5.120
Incremento vs. 31/12/2016, en miles	19	53	18	-	115	4	209

* No incluye ventas a distribuidoras del grupo por 10.614 GWh (9.992 GWh en 2016).

A 31 de diciembre de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 5.120 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 209 mil clientes, destaca el crecimiento en 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 264.428 GWh, superiores a las registradas en el ejercicio 2016 especialmente por mayores ventas en México y en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.685 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 62.812 km a 31 de diciembre de 2017, lo que representa un crecimiento del 2,8%. A ello ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 888 km y en Perú con 260 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 ya se encuentra en ejecución, y que supone un cambio significativo de escala en la actividad.

La aplicación de la nueva tarifa se realiza en tres etapas con actualización semestral por inflación. La primera etapa entró en vigor el 1 de abril de 2017, la segunda está vigente desde el 1 de diciembre de 2017 e incluye el primer ajuste por inflación, y la tercera etapa se aplicará a partir de abril de 2018 y también incluirá actualización por inflación.

- En Brasil, las puestas en servicio acumuladas a diciembre de 2017 en el mercado doméstico-comercial se reducen un 4,9% 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 23,7%, debido a las mayores ventas en el mercado de generación y ATR, un 34,7%, por mayor utilización de centrales térmicas, en el mercado de gas natural vehiculado (GNV), se incrementa un 11,0%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y el mayor número de conversiones de vehículos demandadas en este período, y por las ventas al mercado industrial que crecen un 6,5% ante una situación macroeconómica en proceso de recuperación. Como

contrapartida, se registra una caída en los mercados residencial y comercial de un 4,5%, principalmente por el menor consumo de los grandes comercios.

Siguiendo con la política de expansión, que comenzó en 2016, la empresa invirtió en la instalación de estaciones de Gas Natural Comprimido (GNC) para llevar el combustible a nuevas poblaciones del Estado de Rio. A cierre de 2017 se suministró gas a cinco nuevos municipios: Angra dos Reis, Mangaratiba, Saquarema, Maricá y Cachoeiras de Macacu, dando servicio a 2.300 clientes residenciales y comerciales. En 2018 está prevista la llegada a Araruama e Itaperuna; con la expectativa, en los próximos dos años, de duplicar el número de clientes, además de iniciar el suministro a industrias y estaciones de GNC.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento, con unas mayores puestas en servicio del 2,5% y avances en todos los segmentos en la primera mitad del año. Las ventas de gas se incrementaron un 12,5%, principalmente en el mercado ATR, aunado al crecimiento del 1,5% en las ventas del mercado industrial y en el mercado doméstico-comercial 1,6%.

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.

Continuando con el proceso de expansión, se solicitaron permisos para la distribución en las zonas de Tabasco, Campeche, Mérida y Península (Quintana Roo), que incluyen 28 municipios y en los que se concentran más de 5,3 millones de habitantes y 1,5 millones de viviendas, estando previsto dar servicio a 154.000 clientes en el plazo de 5 años. Hasta el momento se han otorgado los permisos para Tabasco, Campeche y Mérida.

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 18 mil conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (3,2%) respecto al ejercicio 2016. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento residencial-comercial (11,4%), seguido del industrial (4,4%), mientras que las ventas de los segmentos de Generación eléctrica y ATR presentan un decrecimiento, en comparación al año anterior, de 23,2% y 2,6% respectivamente.

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 un plan de expansión que supone incrementar sustancialmente las inversiones en zonas ya consolidadas en las que se pretende una mayor saturación así como iniciar la gasificación de nuevas regiones a lo largo de todo el país.

- En relación con la actividad en Perú en el mes de noviembre se produjo el inicio de operación comercial tras la puesta en marcha del cargadero por parte de Shell, habiendo cerrado el año con un total de 4.216 clientes doméstico-comerciales.

4.2. Distribución electricidad

4.2.1. 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.

4.2.1.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
229	206	11,2	Importe neto de la cifra de negocios	861	833	3,4
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-49	-18	172,2	Gastos de personal, neto	-116	-85	36,5
-42	-42	-	Otros gastos/ingresos	-147	-145	1,4
138	146	-5,5	EBITDA	598	603	-0,8
-63	-57	10,5	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-233	-222	5,0
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
75	89	-15,7	Resultado de explotación	365	381	-4,2

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 €861 millones, con un crecimiento de 3,4% con respecto al mismo periodo de 2016, por aplicación de las Órdenes Ministeriales anteriormente citadas, considerando el devengo de las inversiones puestas en servicio y considerando también ajuste al porcentaje de financiación de la base según lo publicado en la propuesta de orden ministerial para la retribución de la distribución.

El EBITDA del ejercicio 2017 alcanza los €598 millones lo que supone una disminución del 0,8% con respecto al ejercicio 2016 ya que incluye el impacto negativo en gastos de personal por la implantación de medidas dentro de los planes de eficiencias del grupo. La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -32M€. Sin considerar este impacto el EBITDA aumentaría en un 4,5%.

4.2.1.2. Principales magnitudes

4T17	4T16	%		2017	2016	%
8.155	8.187	-	Ventas - ATR (GWh)	32.039	32.025	-
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.721	3.702	0,5
-	-	-	TIEPI (minutos)	47	43	9,3

En último trimestre del año 2017, se registra un ligero descenso de la energía suministrada, con valores acumulados en línea con los del año anterior. La demanda nacional se situó en diciembre de 2017 en 249.498 GWh lo que supone un crecimiento del 1,1% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en 2017 y registran un incremento neto anual de 18.602 puntos.

El TIEPI, está penalizado en este tercer trimestre principalmente por los incendios en la Comunidad Autónoma de Galicia en el mes de octubre y los temporales del mes de diciembre (en trámite de solicitud

de fuerza mayor). El dato acumulado del 2017, es de 46,5 minutos, descontando la fuerza mayor debida a los temporales acaecidos en la zona de Galicia en febrero.

A 31 de diciembre de 2017 el 96% de los contadores instalados son contadores inteligentes y el 94% de la facturación es facturación remota. Se continúa con la planificación establecida para llegar al 31 de diciembre de 2018 al 100% de los contadores domésticos sustituidos y con facturación remota, tal y como se establece legalmente. No obstante lo anterior, conforme establece la Orden ETU 1282/2017, a partir del 1 de enero de 2019 cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrá mantener hasta un máximo de un 2% del total del parque de contadores sin sustituir siempre que sea debido a causas no imputables a la misma y que deberán ser debidamente justificadas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4.2.2. Latinoamérica

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

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

4.2.2.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
794	1.200	-33,8	Importe neto de la cifra de negocios	3.305	4.673	-29,3
-590	-864	-31,7	Aprovisionamientos	-2.486	-3.408	-27,1
-43	-61	-29,5	Gastos de personal, neto	-151	-216	-30,1
-59	-105	-43,8	Otros gastos/ingresos	-234	-360	-35,0
102	170	-40,0	EBITDA	434	689	-37,0
-44	-43	2,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-138	-162	-14,8
-24	-78	-69,2	Provisiones de morosidad	-50	-215	-76,7
34	49	-30,6	Resultado de explotación	246	312	-21,2

EBITDA en Latinoamérica por países

	2017	2016	variación	tipo cambio	variación ajustada
Argentina	20	14	42,9%	-2	57,1%
Chile	308	304	1,3%	5	-0,3%
Colombia	-	253	-	-	-
Panamá	106	118	-10,2%	-2	-8,5%
Total	434	689	-37,0%	1	-137,0%

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €434 millones. Sin considerar la aportación de Colombia al EBITDA del ejercicio 2016 el EBITDA de la actividad estaría en línea con el año anterior con una disminución del 0,5%. El efecto de conversión no ha sido relevante en términos acumulados al compensarse el impacto de la evolución de las distintas monedas.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -7M€. Sin considerar este impacto ni el impacto de Electricaribe el EBITDA aumentaría en un 1,1%.

El EBITDA del ejercicio 2017 del negocio de Panamá alcanzó los €106 millones, presentando una caída del 8,5% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Esta caída se debe fundamentalmente a efectos atípicos tales como la devolución a clientes de ingresos correspondientes a la tarifa del período 2002-2006 y 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. Sin la consideración de los efectos atípicos, la variación del EBITDA habría resultado en un aumento del 2,1%.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €328 millones, registrando un incremento de €7 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio.

4.2.2.2. Principales magnitudes

4T17	4T16	%		2017	2016	%
5.360	7.512	-28,6	Ventas actividad de electricidad (GWh)	21.631	33.561	-35,5
4.814	7.056	-31,8	Ventas de electricidad	19.755	31.441	-37,2
546	456	19,7	ATR	1.876	2.120	-11,5
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	3.726	3.622	2,9

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 21.631 GWh, con una disminución del 35,5%, básicamente por la mencionada desconsolidación de Electricaribe (Colombia) que aportaba unas ventas de 12.306 GWh. Sin dicho efecto las ventas de la actividad aumentan un 1,8%.

Las principales magnitudes físicas por países en el ejercicio 2017 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	1.951	14.573	5.107	21.631
Incremento vs. 2016 (%)	0,3	1,8	2,3	-35,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/12)	228	2.857	641	3.726
Incremento vs. 31/12/2016, en miles	7	71	26	104

El volumen de ventas en Panamá, presenta un aumento frente al año anterior del +2,3%. Durante los primeros meses de 2017 se registraron niveles de temperatura por debajo de los alcanzados en los últimos dos años, lo cual ha atenuado el crecimiento de la demanda.

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

4T17	4T16	%		2017	2016	%
3.535	3.542	-0,2	Energía transportada (GWh)	14.403	14.484	-0,6
-	-	-	Red de transporte (km, a 31/12)	3.528	3.528	-

La energía transportada en Chile registra una disminución de 0,6% respecto al ejercicio del año anterior, principalmente por una menor actividad durante el primer semestre del ejercicio que no se compensa con el incremento observado en la segunda mitad del año. La red de transporte alcanzó los 3.528 kms, sin presentar variación respecto a la misma fecha de 2016.

4.3. Gas

4.3.1. Infraestructuras

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

4.3.1.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
75	84	-10,7	Importe neto de la cifra de negocios	317	324	-2,2
-	-2	-	Aprovisionamientos	-1	-4	-75,0
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-5	-5	-
-	-2	-	Otros gastos/ingresos	-15	-15	-
74	79	-6,3	EBITDA	296	300	-1,3
-16	-19	-15,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-53	-58	-8,6
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
58	60	-3,3	Resultado de explotación	243	242	0,4

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el ejercicio 2017 alcanza los €317 millones, con una disminución del 2,2% respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA se eleva hasta los €296 millones, un 1,3% inferior al del año anterior, debido al impacto negativo de la evolución del tipo de cambio del USD. Sin dicho efecto, el EBITDA estaría en línea con el del ejercicio anterior.

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

4T17	4T16	%		2017	2016	%
32.471	28.481	14,0	Transporte de gas - EMPL (GWh)	100.371	111.720	-10,2
10.980	10.541	4,2	Portugal-Marruecos	38.787	41.295	-6,1
21.491	17.940	19,8	España (Gas Natural Fenosa)	61.584	70.425	-12,6

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 100.371 GWh, un 10,2% inferior al ejercicio anterior. Del volumen anterior, 61.584 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.787 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 ejercicio 2017 ascienden a 7.589 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.

4.3.2. 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 la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

El negocio de comercialización de gas del ejercicio 2017 y 2016 se ha reexpresado por discontinuidad del negocio en Italia por lo que las ventas a la comercializadora del grupo en Italia se muestran dentro del negocio de GNL Internacional mientras que las ventas a cliente final en Italia se detallan en el apartado 2.2.6. Resultado operaciones interrumpidas.

4.3.2.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
2.888	2.635	9,6	Importe neto de la cifra de negocios	10.134	8.619	17,6
-2.667	-2.420	10,2	Aprovisionamientos	-9.366	-7.813	19,9
-21	-15	40,0	Gastos de personal, neto	-76	-65	16,9
-55	-60	-8,3	Otros gastos/ingresos	-222	-217	2,3
145	140	3,6	EBITDA	470	524	-10,3
-24	-18	33,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-80	-60	33,3
-9	-9	-	Provisiones de morosidad	-37	-36	2,8
112	113	-0,9	Resultado de explotación	353	428	-17,5

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €10.134 millones y aumenta un 17,6% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA registra unos resultados de €470 millones un 10,3% inferior al del ejercicio anterior por mayor presión competitiva en los márgenes del mercado industrial en España y por el descenso del volumen de ventas en el mercado minorista (-6,2%).

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -2M€. Sin considerar este impacto el EBITDA disminuiría en un 9,9%.

El EBITDA de comercialización incluye el EBITDA correspondiente a la actividad de servicios energéticos por importe de €118 millones (€106 millones en 2016).

4.3.2.2. Principales magnitudes

Comercialización mayorista

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

4T17	4T16	%		2017	2016	%
94.532	83.103	13,8	Suministro de gas (GWh)	334.650	298.404	12,1
41.637	40.480	2,9	España	150.672	151.863	-0,8
31.740	31.184	1,8	Comercialización Gas Natural Fenosa	113.923	113.824	0,1
9.897	9.296	6,5	Aprovisionamiento a terceros	36.749	38.039	-3,4
52.895	42.623	24,1	Internacional	183.978	146.541	25,5
16.741	21.172	-20,9	Resto Europa	61.891	67.283	-8,0
36.154	21.451	68,5	GNL Internacional	122.087	79.258	54,0
-	-	-	Capacidad flota transporte marítimo (m ³)	940.440	1.387.344	-32,2

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 334.650 GWh y aumenta un 12,1%, fundamentalmente por el aporte del negocio internacional (+25,5%).

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 150.672 GWh, en línea a la del ejercicio anterior con una disminución del 0,8%.

Por otro lado, la comercialización de gas en el negocio internacional alcanza los 183.978 GWh en el ejercicio 2017 con un incremento del 25,5% con respecto al ejercicio 2016, destacando el impulso de la comercialización de GNL internacional.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, el Consejo de Ministros decidió la obligación de prestación de servicio de "Creador de Mercado" al Grupo Gas Natural Fenosa en los productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y MA (Month-Ahead: entrega física al mes siguiente) con el objetivo de incremento de liquidez en dichos mercados.

En el cuarto trimestre de 2017 Gas Natural Fenosa participó en la contratación de nueva capacidad de almacenamiento subterráneo de corto plazo para el período noviembre–diciembre 2017. Gas Natural Fenosa se adjudicó 1,0 TWh de capacidad, que corresponde al 37% de la capacidad adjudicada.

Gas Natural Fenosa mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania.

Las ventas realizadas en Francia en el ejercicio 2017 alcanzan los 37,6 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 17,2 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Irlanda donde ha vendido un volumen de 1,6 TWh durante el 2017.

En Portugal, Gas Natural Fenosa tiene una cuota aproximada del 12% continuando como segundo operador del país, con una ligera reducción de cuota respecto al trimestre anterior motivado por una fuerte intensidad competitiva, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el acumulado a diciembre de 2017 de 5,5 TWh.

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.

Gas Natural Fenosa, en línea con su firme apuesta por la innovación, ha desarrollado un sistema único en el mundo para la transferencia de GNL. Esta infraestructura es un sistema flotante, reconocido con diferentes patentes y en exclusividad, consistente en una plataforma que dispone de un sistema de unión compatible con cualquier tipo de barco metanero. La solución, denominada DirectLink, habilita la llegada del GNL a lugares remotos o de difícil acceso, dónde hasta ahora no había sido ni económica ni medioambientalmente viable el uso de gas natural.

La capacidad de la flota de transporte marítimo disminuye por la finalización de los contratos de arrendamiento operativo de tres buques y el retraso en la entrega de los dos nuevos buques en arrendamiento financiero previstos para 2017.

Comercialización minorista

En cuanto a la actividad de comercialización minorista en España las principales magnitudes son las siguientes:

4T17	4T16	%		2017	2016	%
-	-	-	Contratos minoristas (miles, a 31/12)	11.719	11.683	0,3
-	-	-	Contratos de energía	8.846	8.830	0,2
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.873	2.853	0,7
-	-	-	Contratos por cliente	1,52	1,51	0,7
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas	54,4	55,3	-0,9 p.p.
9.043	8.848	2,2	Comercialización minorista (GWh)	25.381	27.053	-6,2

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 11,7 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento.

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.512 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, Gas Natural Fenosa realiza ofertas personalizadas en precio. Además flexibiliza, desarrolla y actualiza su porfolio de productos con el objetivo de acercarse al perfil de sus clientes con productos negocio indexados al mercado eléctrico, productos negocio a precio fijo o productos ECO.

Gas Natural Fenosa en el segmento pyme trata de diferenciarse de la competencia ofreciendo su Servicio de Ahorro Energético que permite recomendar a los clientes la optimización de su potencia y condiciones de contratación para lograr ahorros. También se trabaja en la mejora de la gestión integral de nuestra cartera a través de una atención multicanal personalizada, centrada en gestores presenciales y personales apoyados por los agentes de nuestras plataformas Energy Class y Generalista, en función del valor de nuestros clientes. Además la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 32.300 contratos.

La oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, mediante una plataforma propia de operaciones con 117 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*. 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 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 continúa apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario. Al cierre del ejercicio 2017 dispone de un total de 53 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 30 estaciones son de acceso público, mientras que 23 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 Gas⁴ (integrada por el método de la participación) en el ejercicio 2017 ha alcanzado un volumen de 41.326 GWh frente a 35.741 GWh registrados el año anterior. Adicionalmente, se ha gestionado un volumen de gas de 25.048 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 22.500 GWh en 2016.

4.4. Electricidad

4.4.1. España

Fundamentalmente 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).

4.4.1.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
1.473	1.380	6,7	Importe neto de la cifra de negocios	5.375	5.279	1,8
-1.190	-1.017	17,0	Aprovisionamientos	-4.270	-3.813	12,0
-57	-35	62,9	Gastos de personal, neto	-158	-138	14,5
-184	-166	10,8	Otros gastos/ingresos	-645	-613	5,2
42	162	-74,1	EBITDA	302	715	-57,8
-106	-136	-22,1	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-442	-523	-15,5
-11	-7	57,1	Provisiones de morosidad	-31	-38	-18,4
-75	19	-494,7	Resultado de explotación	-171	154	-211,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €5.375 millones, un 1,8% superior a la del ejercicio anterior y el EBITDA registra un resultado de €302 millones, un 57,8% inferior al del ejercicio anterior.

La evolución del EBITDA se ha visto condicionada por factores climatológicos, con una contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 71,4%, pasándose en términos de características hidrológicas de un año 2016 muy húmedo a un año 2017 muy seco. También se ha visto afectado por el incremento de costes de combustibles impactando en los costes de generación.

La implantación en 2017 de las medidas del Plan de eficiencias 2018-2020 del grupo supone un impacto negativo en los gastos de personal de -23M€. Sin considerar este impacto el EBITDA disminuiría en un 54,5%.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €442 millones con una disminución de €81 millones (-15,5%) respecto al 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.

⁴ Magnitudes al 100%

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el cuarto trimestre de 2017 los 63.400 GWh, un 2,5% superior a la del mismo trimestre de 2016 volviendo, tras la pausa del trimestre anterior, a la tendencia de crecimiento positivo de los siete últimos trimestres.

En el conjunto del año 2017 la demanda supera un 1,1% a la del 2016, (un 1,6% sin tener en cuenta el efecto temperatura y laboralidad).

Este cuarto trimestre del año presenta crecimientos de la demanda en todos sus meses, comenzando con un 2,0% de incremento en octubre, para ralentizarse en noviembre hasta el 1,3% y finalizar en diciembre con un 4,1%, afectado, este último, notablemente por la ola de frío de comienzo de diciembre.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el día 4 de diciembre con 38.920 MW, cifra superior a los 37.749 MW de máxima potencia alcanzada el mismo trimestre del año anterior (el día 19 de diciembre de 2016), aunque inferior a los 41.015 MW del 18 de enero, máximo anual

El saldo físico de intercambios internacionales se vuelve exportador (416 GWh) en el cuarto trimestre del 2017, frente a los 862 GWh importados en el mismo trimestre del 2016. Octubre ha sido un mes de saldo importador, 280 GWh, y noviembre y diciembre exportadores con 346 y 350 GWh respectivamente.

En valores acumulados el saldo de intercambios alcanza los 9.159 GWh importados frente a los 7.669 GWh del mismo período del año anterior, un 19,4% más.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre los 1.033 GWh, un 11,7% más que en el mismo trimestre de 2016, en el que se bombearon 925 GWh. En el conjunto del año el consumo de bombeo es de 3.662 GWh, un 24,0% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al mismo período del pasado año.

La generación neta nacional, con 65.102 GWh producidos, presenta un aumento del 4,8% en el cuarto trimestre del año. En el acumulado de 2017 la variación es prácticamente nula.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha aumentado un 13,4% y en su conjunto ha cubierto el 30,2% de la demanda en el cuarto trimestre del año, casi tres puntos más que en el mismo trimestre de 2016. En el año este tipo de generación disminuye el 16,7% y cubre el 32,9% de la demanda, frente al 39,9% del pasado año.

La generación eólica ha aumentado en el trimestre un 44,1% respecto al mismo período del año anterior, con aumentos en octubre y noviembre, y sobre todo en diciembre duplicando los valores de diciembre de 2016. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 20,3% en el trimestre, seis puntos más que la del mismo trimestre del pasado año. En lo que va de año se han producido 47.484 GWh eólicos, un 0,4% más, con una cobertura del 18,8%, una décima menos que en el acumulado de 2016.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 21,0%, con disminuciones en la generación hidráulica convencional del 40,0% y resto de la hidráulica del 19,6%, y aumentos en el resto de tecnologías. En el acumulado anual, el resto de renovable disminuye un 32,1%, con aumentos en solar fotovoltaica del 5,1%, en solar térmica del 5,7%, y del resto de renovable, 8,1%, mientras que la hidráulica disminuye un 47,5% (50,2% en la hidráulica convencional y 31,7% en el resto de hidráulica).

La energía hidroeléctrica producible registrada en el cuarto trimestre termina por calificar el año como extremadamente seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 99%, es decir, estadísticamente 99 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el trimestre del 1,5% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en la nuclear y el carbón y aumentos en la térmica no renovable, sobre todo en las centrales de ciclo combinado de gas. En lo que va de año el aumento es del 11,2%.

El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 1,9% con una cobertura prácticamente similar que la del mismo trimestre de 2016. En términos acumulados el incremento es de 25,7% y la cobertura es superior en 6 puntos respecto del mismo período del año anterior (30,3% vs 24,3%).

La generación nuclear disminuye en el trimestre un 1,9%, afectada por el desplazamiento de las paradas programadas. En el conjunto del año disminuye un 0,9%.

La generación con carbón disminuye un 7,6% en el trimestre lo que lleva las cifras del conjunto del año hasta el 21,1% de incremento. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 41% frente al 59% del resto del carbón.

En el cuarto trimestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 15,0% respecto al mismo período de 2016, por lo que el aumento en valores acumulados alcanza el 32,0%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 18,2%, y en el año del 13,4%, tres puntos más que el acumulado del pasado año a estas fechas.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 5,2% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2016 y aumenta un 8,1% en el acumulado del año.

El precio medio del mercado diario en el trimestre se ha situado en 57,96 €/MWh, 1,47 €/MWh por encima de los 56,49 €/MWh del mismo trimestre de 2016. En valores acumulados el precio medio del mercado diario se sitúa en 52,24 €/MWh, un 32% superior a los 39,66 €/MWh de precio acumulado al 31 de diciembre de 2016.

Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 16,67 €/MWh del día 31 de diciembre y los 77,72 €/MWh del día 5 de diciembre. Los precios mensuales han ido desde los 56,79 €/MWh en octubre hasta los 57,94 €/MWh en diciembre, pasando por los 59,19 €/MWh de noviembre.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 52,08 \$/bbl de promedio en el tercer trimestre de 2017 hasta 61,26 \$/bbl (17,6%) en el cuarto trimestre de este año, manteniendo la tendencia al alza iniciada en julio, y alcanzando en diciembre el precio medio mensual máximo (64,19 \$/bbl) desde mayo de 2015. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha aumentado 6,5 \$/t en el trimestre, pasando de 87,06 \$/t de media del tercer trimestre de 2017 a 93,57 \$/t en el último trimestre, con aumentos continuos desde mayo hasta alcanzar en diciembre cotas que no se daban desde hace casi seis años. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado de promedio en el trimestre en 7,47 €/t, superior en un 26,6% a los 5,90 €/t de media del cuarto trimestre del año 2016.

4.4.1.2. Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica

	31/12/17	31/12/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.716	12.716	-
Generación	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y cogeneración	1.147	1.147	-
Eólica	979	979	-
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	58	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

4T17	4T16	%		2017	2016	%
8.018	8.431	-4,9	Energía eléctrica producida (GWh)	27.953	28.504	-1,9
7.440	7.951	-6,4	Generación	25.668	26.046	-1,5
107	242	-55,8	Hidráulica	1.126	3.933	-71,4
1.237	1.134	9,1	Nuclear	4.578	4.463	2,6
2.145	2.640	-18,8	Carbón	5.953	5.687	4,7
3.951	3.935	0,4	Ciclos combinados	14.011	11.963	17,1
578	480	20,4	Renovable y cogeneración	2.285	2.458	-7,0
482	360	33,9	Eólica	1.801	1.844	-2,3
76	110	-30,9	Minihidráulicas	407	562	-27,6
20	10	100,0	Cogeneración y otras	77	52	48,1
8.903	8.830	0,8	Ventas de electricidad (GWh)	35.151	36.384	-3,4
7.574	7.425	2,0	Mercado liberalizado	30.098	31.167	-3,4
1.329	1.405	-5,4	PVPC/Regulado	5.053	5.217	-3,1
-	-	-	Cuota mercado generación	17,1	17,0	0,1 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 8.017 GWh durante el cuarto trimestre de 2017, cifra inferior en un 4,9% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 7.440 GWh corresponden a generación tradicional, con un 6,4% de disminución respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la producción disminuye un 1,9%, un 1,5% menos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, con 107 GWh en el trimestre, es un 55,8% inferior a la del mismo trimestre de 2016, y en el conjunto del año el descenso es del 71,4%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 16% de llenado, aunque ha recuperado dos puntos en el trimestre se mantiene siete puntos por debajo del nivel de reservas de final de 2016.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 9,1% en el cuarto trimestre respecto a 2016, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas. En el año, la producción nuclear aumenta en un 2,6%.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 2.145 GWh frente a los 2.641 GWh del mismo trimestre del pasado año. A pesar de esta menor producción en el trimestre, un 18,8% menos, en el conjunto del año la producción con carbón sigue registrando un aumento que se sitúa en el 4,7%, con una utilización del 35% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el último trimestre de 2017 ha alcanzado la cifra de 3.951 GWh, un 0,4% superior a la del mismo período de 2016. En el conjunto del año 2017 el aumento es del 17,1%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 23%, siete puntos más que la del conjunto del sector.

En el cuarto y último trimestre 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 11,2 millones de toneladas de CO₂ (+0,8 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento aplica principalmente a las centrales de ciclo combinado y se debe a un mayor funcionamiento por la baja hidráulicidad del año 2017.

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.”

⁵ Gases de efecto invernadero

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del cuarto trimestre de 2017 han alcanzado la cifra de 8.903 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con un aumento del 0,8% en el trimestre y una disminución acumulada del 3,4% en valores acumulados hasta la fecha. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

Por lo que respecta a la generación renovable y la cogeneración destacar que en 2017 Gas Natural Fenosa Renovables (GNFR) inició la construcción de 8 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 8 parques en construcción asciende a 41 MW, estando su construcción prácticamente terminada, pendiente de que Red Eléctrica de España finalice las infraestructuras necesarias para que puedan evacuar su energía. En paralelo se sigue avanzando en el proceso de obtención de las autorizaciones necesarias para poder iniciar la construcción de los restantes proyectos. Este cupo contará con un régimen retributivo especial para lo cual es necesaria su puesta en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018.

Asimismo, durante el cuarto trimestre de 2017 se han ido obteniendo las autorizaciones necesarias para iniciar en breve la construcción de los primeros proyectos eólicos y fotovoltaicos asociados a las adjudicaciones que tuvo GNFR en las dos subastas celebradas por el Gobierno de España en 2017, por una potencia de 667 MW eólicos y 250 MW fotovoltaicos.

La producción de generación renovable y cogeneración del cuarto trimestre 2017 se ha situado en 577 GWh, superior a la alcanzada en el mismo período del año 2016 (480 GWh). En la tecnología eólica la producción ha sido de 481 GWh frente a los 361 GWh del mismo período de 2016 (mayor índice de eolicidad); en la tecnología hidráulica tiene un peso negativo la parada de la central de Avia (que se encuentra en reparación tras un siniestro en la toma de agua de la central), lo que, unido a la menor hidraulicidad del cuarto trimestre de 2017, hace que la producción haya sido menor en dicho período (76 GWh) frente a la obtenida en el mismo período del año 2016 (109 GWh); en la tecnología de cogeneración, el mayor precio de mercado permite incrementar las horas de funcionamiento de las dos plantas en operación, con una mayor producción sobre el mismo trimestre del año 2016 (20 GWh frente a los 10 GWh del cuarto trimestre de 2016).

GNF Renovables a 31 de diciembre 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 actualmente paradas (43 MW).

4.4.2. Internacional

Integra todos los activos y participaciones de generación internacional en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Brasil (entrada en operación comercial en septiembre 2017) y los proyectos de generación en Australia y Chile, así como los activos que se explotan para terceros a través de la sociedad del grupo O&M Energy.

4.4.2.1. Resultados

4T17	4T16	%	(€ millones)	2017	2016	%
223	201	10,9	Importe neto de la cifra de negocios	890	738	20,6
-125	-111	12,6	Aprovisionamientos	-511	-385	32,7
-9	-9	-	Gastos de personal, neto	-37	-38	-2,6
-15	-19	-21,1	Otros gastos/ingresos	-66	-76	-13,2
74	62	19,4	EBITDA	276	239	15,5
-33	-32	3,1	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-121	-124	-2,4
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
41	30	36,7	Resultado de explotación	155	115	34,8

El EBITDA de Electricidad Internacional correspondiente al ejercicio 2017 alcanza los €276 millones, con un aumento del 15,5% frente al año anterior debido, fundamentalmente, a una mayor contribución del EBITDA en México.

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro ascendieron a €121 millones con una disminución del 2,4% respecto al 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.

EBITDA por países

	2017	2016	variación	tipo cambio	variación ajustada
México	258	216	19,4%	-5	21,8%
Resto	18	23	-21,7%	-	-21,7%
Total	276	239	15,5%	-5	-103,1%

En México, el EBITDA aumenta un 19,4% consecuencia de la mejora del margen de contribución derivada, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y del comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos.

En el caso de Bii Hioxo, a pesar de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca a principios de septiembre, ha mejorado sus resultados debido a 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 14,9% por el efecto en margen de menores precios en el mercado *spot* tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

El EBITDA de Panamá aumenta un 6,8% debido a la mayor hidráulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales.

⁶ Purchase Power Agreement

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	31/12/17	31/12/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.732	2.590	5,5
México (CC)	2.109	2.035	3,6
México (eólico)	234	234	-
Brasil (solar)	68	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-

Energía eléctrica producida

4T17	4T16	%		2017	2016	%
4.719	4.629	1,9	Energía eléctrica producida (GWh)	18.436	17.857	3,2
4.129	4.068	1,5	México (CC)	16.340	15.648	4,4
257	271	-5,2	México (eólico)	656	793	-17,3
39	-	-	Brasil (solar)	48	-	-
57	94	-39,4	Costa Rica (hidráulica)	369	398	-7,3
30	37	-18,9	Panamá (hidráulica)	98	98	-
207	159	30,2	República Dominicana (fuel)	925	920	0,5

Factor de disponibilidad (%)

	2017	2016	var p.p.
México (CC)	96,6	93,4	3,2
Costa Rica (hidráulica)	97,5	93,2	4,3
Panamá (hidráulica)	90,5	94,4	-3,9
República Dominicana (fuel)	92,1	89,4	2,7

La producción de los ciclos combinados de México es superior a la registrada en el año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente en Naco Nogales, Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de los mismos a partir del mes de febrero de 2017. El aumento de potencia respecto al año anterior es como consecuencia del incremento de potencia en Durango principalmente por la operación de *High Fogging* realizada en 2017.

En cuanto a la producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo disminuye por menor recurso eólico así como por la menor producción derivada de los problemas para producir ocasionados por el terremoto ocurrido en Oaxaca. Los mantenimientos realizados en los diferentes años inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto perjudicada por una menor disponibilidad de recurso hídrico. 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 producción en Panamá se encuentra en línea con la producción del año anterior como consecuencia de la menor hidraulicidad del último trimestre de 2017 en las zonas donde están ubicadas las centrales. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido al diferente calendario de mantenimiento, destacando el mantenimiento anual de la central hidráulica Los Algarrobos realizado durante el segundo trimestre de 2017.

La generación en República Dominicana aumentó ligeramente respecto al año anterior debido a la mayor demanda y mayor salida del sistema de centrales más eficientes durante 2017.

En septiembre de 2017, Gas Natural Fenosa puso en operación comercial su primer proyecto de generación fotovoltaica en Brasil, los parques solares Sobral I y Sertao I, de 68MW de potencia instalada, situados en la región de Piauí, al norte del país.

Ecoeléctrica

La aportación al consolidado de la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) asciende a €58 millones y aumenta respecto al mismo período del año anterior (€49 millones) como consecuencia del mayor ingreso de capacidad y mayor margen de energía por menor coste de combustible. La producción del año 2017 alcanza los 2.765 GWh (al 100%), inferior a la del mismo período del año anterior (3.346 GWh) como consecuencia de un menor despacho de PREPA y los efectos del huracán María.

Hechos relevantes

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2017 hasta la fecha:

- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de enero de 2017, número de registro 246991).
- › Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados de resultados 2016 (comunicado el 20 de enero de 2017, número de registro 247308).
- › Gas Natural Fenosa remite informe de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247971).
- › Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2016 (comunicado el 8 de febrero de 2017, número de registro 247975).
- › Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248047).
- › Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248048).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2016 (comunicado el 10 de febrero de 2017, número de registro 248051).
- › El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa ha acordado convocar Junta General de Accionistas (comunicado el 8 de marzo de 2017, número de registro 249300).
- › Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la medida adoptada por la autoridad colombiana respecto a Electricaribe (comunicado el 14 de marzo de 2017, número de registro 249527).
- › Gas Natural Fenosa remite convocatoria de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 20 de abril de 2017 (comunicado el 15 de marzo de 2017, número de registro 249538).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250049).
- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 28 de marzo de 2017, número de registro 250066).
- › Gas Natural Fenosa comunica que modifica la fecha de publicación de resultados del primer trimestre de 2017 al 12 de mayo de 2017 (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250334).
- › Gas Natural Fenosa remite resultados indicativos de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250340).
- › Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados finales de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y garantizadas por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 5 de abril de 2017, número de registro 250360).
- › Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €1.000 millones (comunicado el 11 de abril de 2017, número de registro 250658).
- › Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250894).

- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General Ordinaria de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día (comunicado el 20 de abril de 2017, número de registro 250917).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la presentación de los resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 27 de abril de 2017, número de registro 251215).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 12 de mayo de 2017, número de registro 251988).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados del primer trimestre de 2017 (comunicado el 12 de mayo de 2017, número de registro 252024).
- Gas Natural Fenosa ha resultado adjudicataria de 667MW de potencia eólica (comunicado el 18 de mayo de 2017, número de registro 252164).
- Gas Natural Fenosa presenta el Plan de Adquisiciones de Acciones 2017 para empleados (comunicado el 19 de mayo de 2017, número de registro 252280).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 10 de julio de 2017, número de registro 254405).
- Gas Natural Fenosa remite informe de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255013).
- Gas Natural Fenosa comunica el dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255025).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255027).
- Gas Natural Fenosa comunica la adjudicación de 250MW fotovoltaicos en la subasta de energía renovable impulsada por el Gobierno (comunicado el 26 de julio de 2017, número de registro 255056).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer semestre de 2017 (comunicado el 28 de julio de 2017, número de registro 255285).
- Gas Natural Fenosa informa sobre la noticia aparecida en el día de hoy, sobre la venta de una participación del 20 por ciento en la sociedad titular de los activos de distribución de gas natural en España (comunicado el 1 de agosto de 2017, número de registro 255465).
- Gas Natural Fenosa ha firmado un acuerdo para vender una participación no dominante del 20 por ciento del capital social de su negocio de distribución de gas en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255662).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación sobre el acuerdo para vender una participación no dominante del 20 por ciento del capital social de su negocio de distribución de gas en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255674).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la conferencia sobre el acuerdo anunciado por el que Gas Natural Fenosa venderá una participación minoritaria del 20 por cierto en la sociedad titular de los activos de distribución de gas natural en España (GNDB) (comunicado el 3 de agosto de 2017, número de registro 255675).
- Gas Natural Fenosa comunica que el proceso de venta de activos en Italia está en fase de selección del posible comprador (comunicado el 4 de octubre de 2017, número de registro 257030).
- Gas Natural Fenosa comunica que su Consejo de Administración ha acordado cambiar su domicilio social (comunicado el 6 de octubre de 2017, número de registro 257108).
- Gas Natural Fenosa comunica que ha firmado acuerdos para la venta de sus negocios en Italia con 2i Rete Gas, S.p.A y Edison, S.p.A (comunicado el 13 de octubre de 2017, número de registro 257338).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondiente a los nueve primeros meses del ejercicio 2017 (comunicado el 24 de octubre de 2017, número de registro 257719).

- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del tercer trimestre de 2017 (comunicado el 7 de noviembre de 2017, número de registro 258287).
- Gas Natural Fenosa remite la presentación de resultados correspondiente al período enero-septiembre de 2017 (comunicado el 7 de noviembre de 2017, número de registro 258295).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de un bono verde por importe de €800 millones (comunicado el 8 de noviembre de 2017, número de registro 258356).
- Gas Natural SDG, S.A. acuerda la venta de su participación en la sociedad colombiana Gas Natural S.A. ESP (comunicado el 17 de noviembre de 2017, número de registro 258676).
- Gas Natural SDG, S.A. ha procedido a la cesión del derecho de cobro del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 (comunicado el 1 de diciembre de 2017, número de registro 259072).
- Gas Natural SDG, S.A. informa de la venta de una participación en la sociedad colombiana Gas Natural S.A. ESP (comunicado el 22 de diciembre de 2017, número de registro 259968).
- Gas Natural Fenosa anuncia las fechas previstas de publicación de sus resultados financieros durante el año 2018 (comunicado el 10 de enero de 2018, número de registro 260533).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre la oferta de recompra de obligaciones (comunicado el 16 de enero de 2018, número de registro 260680).
- Gas Natural Fenosa remite invitación a la presentación de resultados correspondiente al ejercicio 2017 (comunicado el 18 de enero de 2018, número de registro 260764).
- Gas Natural Fenosa informa de los resultados indicativos de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro: 260925).
- Gas Natural Fenosa informa de los resultados finales de la invitación a la presentación de ofertas de venta dirigida a los tenedores de las obligaciones emitidas por Gas Natural Capital Markets, S.A. y Gas Natural Fenosa Finance B.V. y garantizados por Gas Natural SDG, S.A. (comunicado el 23 de enero de 2018, número de registro: 260940).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €850 millones (comunicado el 29 de enero de 2018, número de registro: 261074).
- Gas Natural Fenosa informa que, tras la aprobación de las autoridades de competencia en Italia, ha completado la venta de su participación del 100% en Nedgia a 2i Rete Gas, junto con la venta del 100% de Gas Natural Italia, SpA (comunicado el 1 de febrero de 2018, número de registro: 261214).
- Gas Natural Fenosa comunica que adelanta a las 11.00h (CET) la presentación del día 7 de febrero de 2018 (comunicado el 2 de febrero de 2018, número de registro: 261231).
- Gas Natural Fenosa comunica que el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. nombra a D. Francisco Reynés Massanet Presidente Ejecutivo del Consejo de Administración (comunicado el 6 de febrero de 2018, número de registro: 261366).

Anexos. Tablas de resultados

- > GAS NATURAL FENOSA: CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA
- > GAS NATURAL FENOSA: INFORMACIÓN ECONÓMICA POR ACTIVIDADES
- > GAS NATURAL FENOSA: BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO
- > GAS NATURAL FENOSA: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Cuenta de resultados consolidada

(€ millones)	2017	2016
Importe neto de la cifra de negocios	23.306	21.908
Aprovisionamientos	-16.679	-14.611
Margen bruto	6.627	7.297
Otros ingresos de explotación	303	332
Gastos de personal	-1.031	-974
Tributos	-451	-465
Otros gastos de explotación	-1.533	-1.526
EBITDA	3.915	4.664
Otros resultados	-	122
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.648	-1.707
Dotación a provisiones	-155	-315
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.112	2.764
Resultado financiero	-699	-815
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	14	-98
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.427	1.851
Impuesto sobre beneficios	-190	-333
Resultado operaciones interrumpidas	460	193
Participaciones no dominantes	-337	-364
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	1.360	1.347

Información económica por actividades

EBITDA

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	359	421	460	374	1.614
España	225	214	241	226	906
Latinoamérica	134	207	219	148	708
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	258	272	262	240	1.032
España	143	159	158	138	598
Latinoamérica	115	113	104	102	434
GAS	223	189	135	219	766
Infraestructuras	81	72	69	74	296
Comercialización	142	117	66	145	470
ELECTRICIDAD	193	135	134	116	578
España	126	64	70	42	302
Internacional	67	71	64	74	276
RESTO	-8	-9	-26	-32	-75
TOTAL EBITDA	1.025	1.008	965	917	3.915

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	334	384	379	409	1.506
España	215	209	229	236	889
Latinoamérica	119	175	150	173	617
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	306	337	333	316	1.292
España	152	151	154	146	603
Latinoamérica	154	186	179	170	689
GAS	216	196	193	219	824
Infraestructuras	75	71	75	79	300
Comercialización	141	125	118	140	524
ELECTRICIDAD	262	229	239	224	954
España	205	171	177	162	715
Internacional	57	58	62	62	239
RESTO	16	20	-39	91	88
TOTAL EBITDA	1.134	1.166	1.105	1.259	4.664

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	107	123	127	227	584
España	42	40	35	95	212
Latinoamérica	65	83	92	132	372
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	128	155	146	173	602
España	42	64	49	97	252
Latinoamérica	86	91	97	76	350
GAS	9	21	23	13	66
Infraestructuras	2	3	9	4	18
Comercialización	7	18	14	9	48
ELECTRICIDAD	62	81	57	146	346
España	23	30	30	95	178
Internacional	39	51	27	51	168
RESTO	14	37	33	100	184
TOTAL	320	417	386	659	1.782

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	112	126	204	526	968
España	66	66	132	429	693
Latinoamérica	46	60	72	97	275
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	106	144	160	243	653
España	45	61	61	98	265
Latinoamérica	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	241	471
Infraestructuras	1	1	4	7	13
Comercialización	6	6	212	234	458
ELECTRICIDAD	30	41	40	78	189
España	17	22	23	43	105
Internacional	13	19	17	35	84
RESTO	11	45	45	135	236
TOTAL	266	363	665	1.223	2.517

Balance de situación consolidado

(€ millones)	31/12/17	31/12/16
Activo no corriente	36.239	38.901
Inmovilizado intangible	9.921	10.920
Inmovilizado material	22.654	23.627
Inversiones método participación	1.500	1.575
Activos financieros no corrientes	1.315	1.907
Activos por impuesto diferido	849	872
Activo corriente	11.083	8.213
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1.682	-
Existencias	720	758
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.994	4.999
Otros activos financieros corrientes	462	389
Efectivo y medios líquidos equivalentes	3.225	2.067
TOTAL ACTIVO	47.322	47.114

(€ millones)	31/12/17	31/12/16
Patrimonio neto	18.305	19.005
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.734	15.225
Participaciones no dominantes	3.571	3.780
Pasivo no corriente	21.409	20.933
Ingresos diferidos	842	842
Provisiones no corrientes	1.129	1.248
Pasivos financieros no corrientes	15.916	15.003
Pasivos por impuesto diferido	2.312	2.509
Otros pasivos no corrientes	1.210	1.331
Pasivo corriente	7.608	7.176
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	621	-
Provisiones corrientes	183	158
Pasivos financieros corrientes	2.543	2.599
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.920	4.072
Otros pasivos corrientes	341	347
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	47.322	47.114

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	2017	2016
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.768	3.375
Resultado antes de impuestos	1.427	1.851
Ajustes del resultado	2.546	2.727
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-1.050	-1.208
Cash flow operativo	2.923	3.370
Cambios en el capital corriente	-155	5
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-1.606	-1.854
Pagos por inversiones	-1.880	-2.556
Cobros por desinversiones	220	653
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	54	49
Flujos de efectivo por actividades de financiación	232	-1.857
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	5	-27
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	1.635	-243
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-1.284	-1.526
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-124	-61
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-120	55
Otras variaciones de efectivo y equivalentes	-116	-42
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	1.158	-323
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.067	2.390
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	3.225	2.067

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. A continuación se incluye un Glosario de términos con la definición de las MAR utilizadas.

Medidas alternativas de rendimiento	Definición
EBITDA	Resultado bruto de explotación = Resultado de explotación + Amortizaciones + Dotación a provisiones – Otros resultados
Capitalización bursátil	Número de acciones al cierre del período por cotización al cierre del período
Beneficio por acción	Resultado neto del período / Número de acciones al cierre del período
Deuda financiera bruta	Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes
Deuda financiera neta	Deuda financiera bruta – Efectivos y otros activos líquidos equivalentes – Activos financieros derivados
Endeudamiento	Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio neto)
Coste deuda financiera neta	Coste de la deuda financiera - Intereses
PER	Cotización al cierre del período / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres
EV	Valor empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta
Inversiones netas	Inversiones materiales, intangibles y financieras – Cobros por desinversiones de inmovilizado material e intangible – Otros cobros/pagos de actividades de inversión
CFO	Flujos de efectivo de las actividades de explotación antes de cambios en el capital corriente
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – Gastos de personal activados
Otros gastos/ingresos	Otros ingresos de explotación, Otros gastos de explotación e Imputación de subvenciones de inmovilizado y otros

Relaciones con Inversores
Pl. del Gas, 1
08003 Barcelona
ESPAÑA

Teléfono 34 934 025 897
 34 912 107 815
Fax 34 934 025 896

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com