

Resultados primer semestre 2017

26 de julio de 2017

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	>	10
3. Balance de situación y Fondos generados	11	>	14
4. Análisis de resultados por actividades	15	>	34
4.1. Distribución de gas	15	>	20
4.2. Distribución de electricidad	20	>	24
4.3. Gas	24	>	27
4.4. Electricidad	28	>	34
Hechos relevantes	35	>	36
Anexos. Tablas de resultados.	37	>	42
Cuenta de resultados consolidada	38	>	38
Información económica por actividades	39	>	40
Balance de situación consolidado	41	>	41
Estado de flujos de efectivo consolidado	42	>	42
Glosario de términos	43	>	43

Hechos destacados del período

El beneficio neto en el primer semestre de 2017 alcanza los €550 millones

- El beneficio neto del primer semestre de 2017 se sitúa en €550 millones y desciende un 14,7% frente al del mismo período del año anterior.
- El EBITDA alcanza los €2.176 millones en el primer semestre de 2017 y disminuye un 11,4% (6,6% en términos homogéneos sin considerar Electricaribe) con respecto al del primer semestre de 2016. Dicha disminución se concentra en el negocio de Electricidad España cuya evolución se ha visto condicionada por factores climatológicos, con contracción de la producción hidráulica de Gas Natural Fenosa del 77,3%.
- El 11 de abril de 2017 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de €1.000 millones y vencimiento a 7 años, con cupón anual al 1,125%, desembolsada en abril de 2017. En paralelo se había lanzado una oferta de recompra de bonos de Gas Natural Fenosa con vencimientos entre 2018 y 2021, de forma que, tras la emisión, los nuevos bonos han sido permutados por los bonos recomprados.
- El 17 de mayo de 2017, Gas Natural Fenosa, a través de su filial Gas Natural Fenosa Renovables, resultó adjudataria de un total de 667MW de potencia eólica en la subasta realizada en España. La inversión estimada en el desarrollo de estos proyectos y potencia adjudicada es de como máximo €700 millones.
- El 5 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de €450 millones con vencimiento a 20 años con 4 años de carencia con el Banco Europeo de Inversiones destinado a financiar parte del negocio de distribución eléctrica y al desarrollo de proyectos de energía renovable en España.
- El 17 de julio de 2017, Gas Natural Fenosa ha firmado un préstamo por importe total de €200 millones con vencimiento a 12 años con 2 años de carencia con el Instituto de Crédito Oficial.
- A 30 de junio de 2017 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,4% ligeramente superior al de 2016 que se situaba en el 45,7% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,4 veces en línea con 2016 sin considerar Electricaribe.
- La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 20 de abril de 2017 aprobó una distribución de resultados que supone destinar €1.001 millones a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2016, el mismo importe que el año anterior, lo que representa un *pay out* del 74,3%. Ello supone el pago de un dividendo de €1 por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de €0,330 por acción en efectivo el 27 de septiembre de 2016 y el €0,670 por acción restante ha sido abonado el 27 de junio de 2017 también en efectivo.
- El Consejo de Administración ha aprobado el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 de €0,330 por acción a pagar íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2017.

1. Principales magnitudes

1.1. Principales magnitudes económicas

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
5.833	5.455	6,9	Importe neto de la cifra de negocios	12.283	11.409	7,7
1.072	1.241	-13,6	EBITDA	2.176	2.457	-11,4
618	723	-14,5	Resultado de explotación	1.269	1.447	-12,3
252	316	-20,3	Resultado neto	550	645	-14,7
611	763	-19,9	Cash flow operativo (CFO)	1.406	1.600	-12,1
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/06 (€)	20,49	17,67	16,0
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/06	20.504	17.677	16,0
-	-	-	Beneficio por acción* (€)	0,55	0,64	-14,1
419	365	14,8	Inversiones, netas	740	622	19,0
-1.082	122	-	Patrimonio neto	18.246	18.793	-2,9
-902	33	-	Patrimonio neto atribuido	14.609	14.575	0,2
354	15	-	Deuda financiera neta (a 30/06)	15.818	15.832	-0,1

* Sobre un número medio de acciones de 1.000.518.692 a 30 de junio de 2017 (1.000.689.341 a 30 de junio de 2016).

1.2. Ratios

		1S17	1S16
Endeudamiento	%	46,4	45,7
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,8	6,6
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,4	3,1
Relación cotización beneficio (PER)	veces	16,4	12,7
EV/EBITDA	veces	7,7	6,6

Nota: Datos bursátiles y de balance a 30 de junio.

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
118.215	106.546	11,0	Distribución de gas (GWh)	239.030	227.534	5,1
42.764	42.039	1,7	Europa	101.310	96.585	4,9
42.764	42.039	1,7	ATR ¹	101.310	96.585	4,9
75.451	64.507	17,0	Latinoamérica	137.720	130.949	5,2
42.582	38.405	10,9	Venta de gas	77.629	74.903	3,6
32.869	26.102	25,9	ATR	60.091	56.046	7,2
13.676	16.883	-19,0	Distribución de electricidad (GWh)	28.284	34.685	-18,5
8.405	8.318	1,0	Europa	17.333	17.250	0,5
623	611	2,0	Ventas de electricidad	1.356	1.316	3,0
7.782	7.707	1,0	ATR	15.977	15.934	0,3
5.271	8.565	-38,5	Latinoamérica (*)	10.951	17.435	-37,2
4.828	8.039	-39,9	Venta de electricidad	10.130	16.325	-37,9
443	526	-15,8	ATR	821	1.110	-26,0
3.521	3.602	-2,2	Transmisión de electricidad (GWh)	7.396	7.531	-1,8
3.521	3.602	-2,2	Latinoamérica	7.396	7.531	-1,8
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06)	13.717	13.361	2,7
-	-	-	Europa	5.796	5.760	0,6
-	-	-	Latinoamérica	7.921	7.601	4,2
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06)	8.271	10.746	-23,0
-	-	-	Europa	4.595	4.565	0,7
-	-	-	Latinoamérica (*)	3.676	6.181	-40,5
-	-	-	TIEPI en España (minutos)²	67	26	-

(*) 1S16 incluye la aportación de Electricaribe a las magnitudes consolidadas.

Actividad de Gas

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
76.576	66.199	15,7	Comercialización mayorista (GWh)	160.943	142.224	13,2
34.366	35.350	-2,8	España	74.802	72.836	2,7
16.834	14.929	12,8	Resto de Europa	37.275	35.324	5,5
25.376	15.920	59,4	GNL Internacional	48.866	34.064	43,5
3.738	4.833	-22,7	Comercialización minorista (GWh)	17.878	18.735	-4,6
20.720	28.136	-26,4	Transporte de gas-EMPL (GWh)³	49.433	52.299	-5,5

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

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
10.665	10.102	5,6	Energía eléctrica producida (GWh)	22.226	21.424	3,7
5.886	5.685	3,5	España	13.161	12.767	3,1
5.351	5.068	5,6	Generación	11.895	11.270	5,5
272	1.351	-79,9	Hidráulica	737	3.244	-77,3
960	1.012	-5,1	Nuclear	2.185	2.104	3,8
1.163	414	-	Carbón	2.832	936	-
2.956	2.291	29,0	Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
535	617	-13,3	Renovable y cogeneración	1.266	1.497	-15,4
4.779	4.417	8,2	Internacional	9.065	8.657	4,7
4.234	3.888	8,9	México (CC)	7.925	7.509	5,5
83	125	-33,6	México (eólico)	306	387	-20,9
117	104	12,5	Costa Rica (hidráulica)	196	170	15,3
20	20	-	Panamá (hidráulica)	38	33	15,2
254	241	5,4	República Dominicana (fuel)	466	485	-3,9
71	39	82,1	Kenia (fuel)	134	73	83,6
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.418	15.416	-
-	-	-	España	12.716	12.714	-
-	-	-	Generación	11.569	11.569	-
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.010	2.010	-
-	-	-	Ciclos combinados	7.001	7.001	-
-	-	-	Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
-	-	-	Internacional	2.702	2.702	-
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	México (eólico)	234	234	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-

2. Análisis de los resultados consolidados

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
5.833	5.455	6,9	Importe neto de la cifra de negocios	12.283	11.409	7,7
1.072	1.241	-13,6	EBITDA	2.176	2.457	-11,4
618	723	-14,5	Beneficio de explotación	1.269	1.447	-12,3
-174	-216	-19,4	Resultado financiero	-347	-415	-16,4
7	-2	-	Resultado método de participación	7	-11	-
-106	-119	-10,9	Impuesto sobre beneficios	-218	-240	-9,2
-93	-95	-2,1	Participaciones no dominantes	-161	-166	-3,0
252	316	-20,3	Resultado neto	550	645	-14,7

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. 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 \$1.000 millones. El inicio formal del arbitraje se ha solicitado ante el Tribunal de la CNUDMI que, al igual que el 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 Colombia y España.

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.

Ejercicio 2017

En los primeros seis meses de 2017 no se han producido variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

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

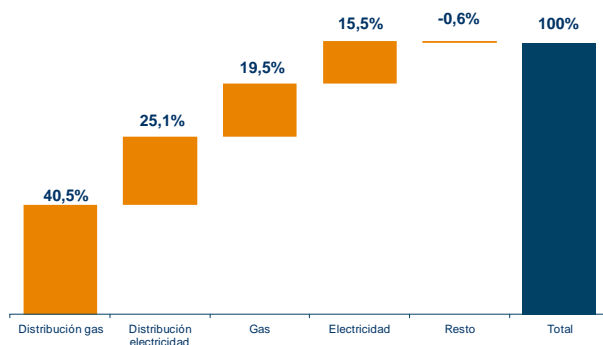
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2017 asciende a €12.283 millones y registra un aumento del 7,7% respecto al año anterior, debido, básicamente, al incremento de los volúmenes y precios de venta de la actividad de gas en comparación con los del mismo período del año anterior,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

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

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

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

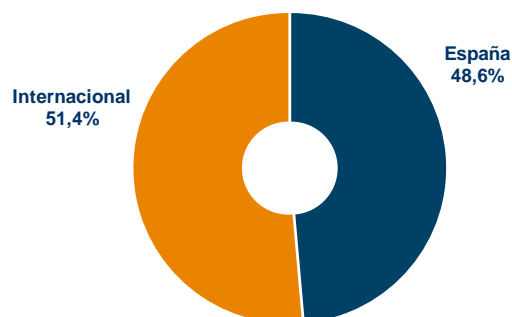
Contribución al EBITDA por actividades



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 40,5% del total consolidado. Le siguen, la actividad de distribución de electricidad con un 25,1%, la actividad de gas con un 19,5% y la actividad de electricidad con un 15,5%.

Contribución al EBITDA por zona geográfica

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



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

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

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

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

2T17	2T16	(€ millones)	1S17	1S16
-158	-188	Coste deuda financiera neta	-320	-374
-20	-32	Otros gastos/ingresos financieros	-34	-49
4	4	Ingreso financiero Costa Rica ¹	7	8
-174	-216	Resultado financiero	-347	-415

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

El coste de la deuda financiera neta del primer semestre del ejercicio 2017 asciende a €320 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a la desconsolidación de Electricaribe y a la reducción de tipos en nuevas emisiones que refinancian deuda que ha llegado a vencimiento.

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

2.2.4 Resultado de entidades por el método de participación

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

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

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

2.2.6. Participaciones no dominantes

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

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

2.2.7. Resultado neto

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

3. Balance de situación y Fondos generados

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
-800	298	-	Inmovilizado material e intangible	33.663	34.216	-1,6
354	15	-	Deuda financiera neta	15.818	15.832	-0,1
-1.082	122	-	Patrimonio neto	18.246	18.793	-2,9
-902	33	-	Patrimonio neto atribuido	14.609	14.575	0,2

3.1. Inversiones

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

(€ millones)	1S17	1S16	%
Inversiones materiales e intangibles	737	629	17,2
Inversiones financieras	27	26	3,8
Total inversiones brutas	764	655	16,6
Desinversiones y otros	-24	-33	-27,3
Total inversiones netas	740	622	19,0

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

Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	1S17	% contribución	1S16	% contribución	% variación
Distribución gas	252	34,2	257	40,9	-1,9
España	82	11,1	132	21,0	-37,9
Italia	15	2,0	13	2,1	15,4
Latinoamérica	155	21,0	112	17,8	38,4
Distribución electricidad	286	38,8	252	40,1	13,5
España	106	14,4	106	16,9	-
Moldavia	3	0,4	2	0,3	50,0
Latinoamérica	177	24,0	144	22,9	22,9
Gas	30	4,1	14	2,2	-
Infraestructuras	5	0,7	2	0,3	-
Comercialización	25	3,4	12	1,9	-
Electricidad	143	19,4	76	12,1	88,2
España	53	7,2	39	6,2	35,9
Internacional	90	12,2	37	5,9	-
Resto	26	3,5	30	4,8	-13,3
Total inversiones materiales e intangibles	737	100,0	629	100,0	17,2

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

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

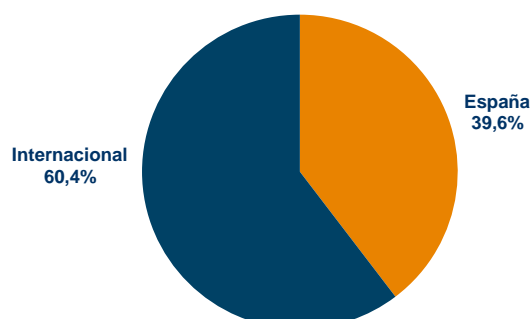
La actividad de electricidad representa un 19,4% del total consolidado. En España aumenta un 35,9% respecto al mismo período del año anterior básicamente por la inversión en nuevos proyectos eólicos en

las Islas Canarias. En Electricidad Internacional aumenta un 143,2% principalmente por el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en Brasil.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

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

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



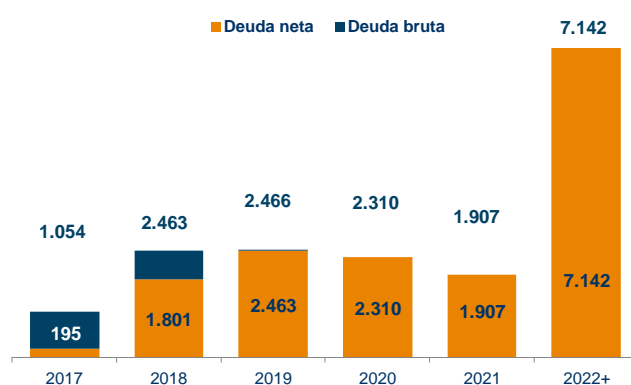
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

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

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

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



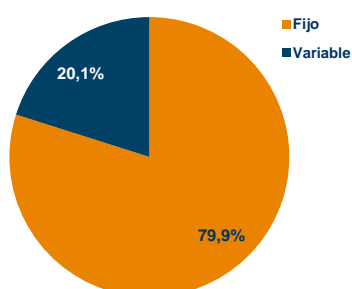
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 87,4% tiene vencimiento igual o posterior al año 2019. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,6 años.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta y bruta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2017. La deuda bruta asciende a €17.342 millones.

El 8,5% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,5% 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 30 de junio de 2017 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	30/06/17	%
EUR	12.693	80,2
CLP	1.506	9,5
US\$	921	5,8
MXN	316	2,0
BRL	277	1,8
COP	97	0,6
Otras	8	0,1
Total deuda financiera neta	15.818	100,0

3.2.2. Liquidez

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

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2017 se sitúan en €6.207 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €3.895 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.812 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

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

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

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

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

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

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

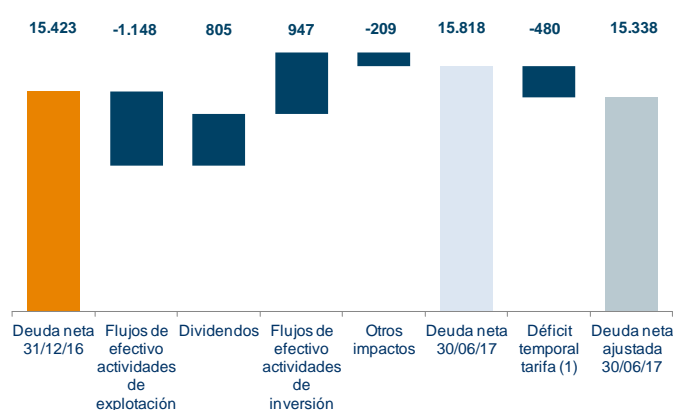
3.2.4. Calificación crediticia

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 primer semestre de 2017 han sido los siguientes:



(1) Incluye €93 millones de déficit de tarifa eléctrico y €387 millones de déficit de tarifa de gas (2014: €324 millones, 2015: €9 millones, 2016: €38 millones y 2017: €16 millones).

En otros impactos se recogen diferencias de conversión y otros.

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.

El pasado 27 de septiembre de 2016 se pagó íntegramente en efectivo un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de €0,330 por acción y el €0,670 por acción restante ha sido abonado el 27 de junio de 2017 también en efectivo.

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

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

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
306	286	7,0	Importe neto de la cifra de negocios	638	581	9,8
-14	-2	-	Aprovisionamientos	-50	-9	-
-20	-20	-	Gastos de personal, neto	-39	-39	-
-58	-55	5,5	Otros gastos/ingresos	-110	-109	0,9
214	209	2,4	EBITDA	439	424	3,5
-72	-72	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-148	-144	2,8
-4	-	-	Provisiones de morosidad	-4	-	-
138	137	0,7	Resultado de explotación	287	280	2,5

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

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

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

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
42.255	41.531	1,7	Ventas - ATR (GWh)	98.913	94.396	4,8
21.401	5.623	-	Ventas de GLP (tn)	85.223	14.064	-
214	245	-12,7	Red de distribución (km)	53.042	51.694	2,6
18	16	12,5	Incremento de puntos de suministro, en miles	23	36	-36,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.336	5.302	0,6

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

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

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

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

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

4.1.2. Italia

Este epígrafe se refiere al negocio de distribución regulada de gas en Italia.

4.1.2.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
22	22	-	Importe neto de la cifra de negocios	43	43	-
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-3	-3	-	Gastos de personal, neto	-6	-6	-
-4	-4	-	Otros gastos/ingresos	-8	-8	-
15	15	-	EBITDA	29	29	-
-6	-6	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-12	-12	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
9	9	-	Resultado de explotación	17	17	-

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

4.1.2.2. Principales magnitudes

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
509	508	0,2	Ventas - ATR (GWh)	2.397	2.189	9,5
15	34	-55,9	Red de distribución (km)	7.291	7.210	1,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	460	458	0,4

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

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

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 460.340 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

4.1.3. Latinoamérica

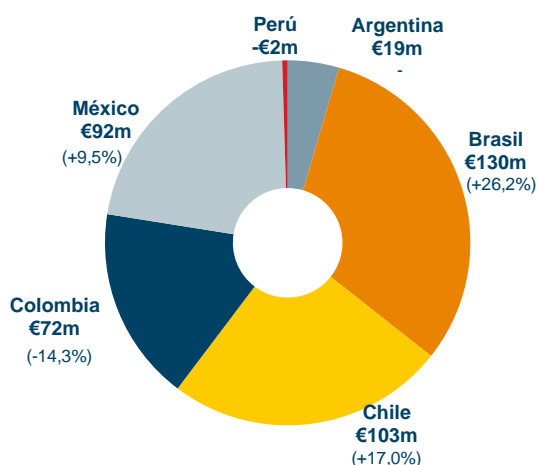
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

4.1.3.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
1.231	900	36,8	Importe neto de la cifra de negocios	2.263	1.765	28,2
-863	-572	50,9	Aprovisionamientos	-1.606	-1.185	35,5
-35	-31	12,9	Gastos de personal, neto	-68	-60	13,3
-92	-79	16,5	Otros gastos/ingresos	-175	-143	22,4
241	218	10,6	EBITDA	414	377	9,8
-44	-39	12,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-88	-79	11,4
-9	-8	12,5	Provisiones de morosidad	-13	-13	-
188	171	9,9	Resultado de explotación	313	285	9,8

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

EBITDA en Latinoamérica por países



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

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto al mismo período de 2016.

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

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

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

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

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

4.1.3.2. Principales magnitudes

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
75.451	64.507	17,0	Ventas actividad de gas (GWh)	137.720	130.949	5,2
42.582	38.405	10,9	Ventas de gas	77.629	74.903	3,6
32.869	26.102	25,9	ATR	60.091	56.046	7,2
547	1.310	-58,2	Red de distribución (km)	83.689	81.866	2,2
79	85	-7,1	Incremento de puntos de suministro, en miles	148	153	-3,3
79	85	-7,1	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	7.921	7.601	4,2

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

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

A 30 de junio de 2017 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.921 miles de clientes. Con un crecimiento interanual de 320 mil clientes, destacando los crecimientos en Colombia y México.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que consideran las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 137.720 GWh, superiores a las registradas en el mismo período de 2016 especialmente por mayores ventas en México.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el escenario de reforma energética en curso, en el mes de diciembre de 2016 se otorgó el permiso de distribución de gas correspondiente a la zona de Valle de México (Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo). Esta zona, colindante con Distrito Federal, permitirá distribuir gas en un mercado próximo a

redes ya existentes. La comercialización se inicia este año con previsión de alcanzar 125.000 clientes en un plazo de 5 años.

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

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

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

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

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

Mediante la concesión adjudicada en julio de 2013, Gas Natural Fenosa tiene previsto hacer llegar el suministro a una nueva área del suroeste del país que aún no está conectada a la red de gasoductos, previendo prestar el servicio a más de 80.000 hogares.

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
209	206	1,5	Importe neto de la cifra de negocios	420	416	1,0
1	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-18	-23	-21,7	Gastos de personal, neto	-50	-45	11,1
-33	-32	3,1	Otros gastos/ingresos	-68	-68	-
159	151	5,3	EBITDA	302	303	-0,3
-57	-54	5,6	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-113	-110	2,7
1	1	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
103	98	5,1	Resultado de explotación	189	193	-2,1

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

IET/981/2016 y la Orden IET/980/2016, por las que se establece la retribución de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica para el año 2016.

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

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

4.2.1.2. Principales magnitudes

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
7.782	7.707	1,0	Ventas - ATR (GWh)	15.977	15.934	0,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.712	3.692	0,5
-	-	-	TIEPI (minutos)	67	26	-

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

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

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

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

4.2.2. Moldavia

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

4.2.2.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
44	50	-12,0	Importe neto de la cifra de negocios	110	119	-7,6
-35	-34	2,9	Aprovisionamientos	-84	-86	-2,3
-2	-1	-	Gastos de personal, neto	-4	-3	33,3
-3	-3	-	Otros gastos/ingresos	-6	-5	20,0
4	12	-66,7	EBITDA	16	25	-36,0
-2	-2	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-3	-3	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
2	10	-80,0	Resultado de explotación	13	22	-40,9

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

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

4.2.2.2. Principales magnitudes

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
623	611	2,0	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.356	1.316	3,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	883	873	1,1

En 2017 continua el plan de mejora de la gestión en relación con los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, los procesos operativos asociados al ciclo de la gestión comercial y la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, siendo los aspectos más relevantes:

- › La energía suministrada presenta un incremento del 3,0% en el 2017 por aumento del consumo debido a un invierno con temperaturas más bajas en comparación con el mismo período del año anterior.
- › Los puntos de suministro alcanzan los 883.415, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al mismo período del 2016 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3. Latinoamérica

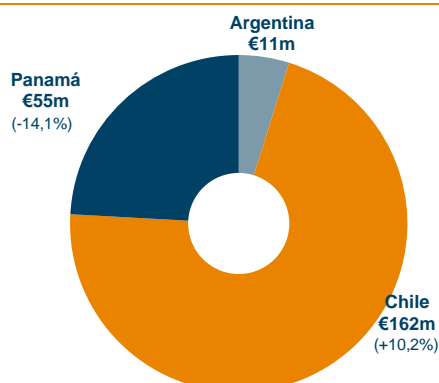
Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Argentina, Chile y Panamá y la transmisión de electricidad en Chile.

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

4.2.3.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
841	1.152	-27,0	Importe neto de la cifra de negocios	1.714	2.305	-25,6
-633	-832	-23,9	Aprovisionamientos	-1.299	-1.696	-23,4
-39	-52	-25,0	Gastos de personal, neto	-73	-100	-27,0
-56	-82	-31,7	Otros gastos/ingresos	-114	-169	-32,5
113	186	-39,2	EBITDA	228	340	-32,9
-31	-38	-18,4	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-63	-76	-17,1
-9	-58	-84,5	Provisiones de morosidad	-14	-85	-83,5
73	90	-18,9	Resultado de explotación	151	179	-15,6

EBITDA en Latinoamérica por países



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

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

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

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

4.2.3.2. Principales magnitudes

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
5.271	8.565	-38,5	Ventas actividad de electricidad (GWh)	10.951	17.435	-37,2
4.828	8.039	-39,9	Ventas de electricidad	10.130	16.325	-37,9
443	526	-15,8	ATR	821	1.110	-26,0
26	45	-42,2	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.676	6.181	-40,5

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

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

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2017 son las siguientes:

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

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

Transmisión de electricidad en Chile

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
3.521	3.602	-2,2	Energía transportada (GWh)	7.396	7.531	-1,8
-	-	-	Red de transporte (km, a 30/06)	3.528	3.528	-

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

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
78	79	-1,3	Importe neto de la cifra de negocios	164	159	3,1
-	-1	-	Aprovisionamientos	-	-1	-
-2	-1	-	Gastos de personal, neto	-3	-2	50,0
-4	-6	-33,3	Otros gastos/ingresos	-8	-10	-20,0
72	71	1,4	EBITDA	153	146	4,8
-12	-12	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-25	-24	4,2
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
60	59	1,7	Resultado de explotación	128	122	4,9

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

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

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
20.720	28.136	-26,4	Transporte de gas - EMPL (GWh)	49.433	52.299	-5,5
10.068	10.506	-4,2	Portugal-Marruecos	20.441	19.988	2,3
10.652	17.630	-39,6	España (Gas Natural Fenosa)	28.992	32.311	-10,3

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

Gas Natural Fenosa posee una participación del 14,9% en Medgaz, sociedad que ostenta la propiedad y opera el gasoducto submarino Argelia-Europa, que conecta Beni Saf con la costa de Almería, con una capacidad de 8 bcm/año. La capacidad correspondiente está asociada a un nuevo contrato de suministro de 0,8 bcm/año. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa en el primer semestre de 2017 ascienden a 3.790 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Se han concluido distintos trabajos (sustitución de un gasoducto y pre-pozos) de uno de los proyectos para incrementar dicha capacidad y que conforman parte de las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

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 e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

4.3.2.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
2.271	1.831	24,0	Importe neto de la cifra de negocios	5.349	4.368	22,5
-2.061	-1.623	27,0	Aprovisionamientos	-4.903	-3.936	24,6
-21	-18	16,7	Gastos de personal, neto	-41	-37	10,8
-68	-64	6,3	Otros gastos/ingresos	-133	-118	12,7
121	126	-4,0	EBITDA	272	277	-1,8
-19	-14	35,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-38	-28	35,7
-8	-11	-27,3	Provisiones de morosidad	-20	-23	-13,0
94	101	-6,9	Resultado de explotación	214	226	-5,3

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

4.3.2.2. Principales magnitudes

Comercialización mayorista

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

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
76.576	66.199	15,7	Suministro de gas (GWh)	160.943	142.224	13,2
34.366	35.350	-2,8	España	74.802	72.836	2,7
25.823	26.723	-3,4	Comercialización Gas Natural Fenosa	55.704	54.314	2,6
8.543	8.627	-1,0	Aprovisionamiento a terceros	19.098	18.522	3,1
42.210	30.849	36,8	Internacional	86.141	69.388	24,1
16.834	14.929	12,8	Resto Europa	37.275	35.324	5,5
25.376	15.920	59,4	GNL Internacional	48.866	34.064	43,5
-	2.736	-	Capacidad flota transporte marítimo (m3)	1.095.532	1.034.080	5,9

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

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

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

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y WD (Within Day: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por las acciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para proporcionar equilibrio en el balance de gas, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. Destacar adicionalmente en el mes de enero de 2017 el inicio en operación de la figura “market maker voluntario” que dota al mercado de mayor liquidez y profundidad.

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

Gas Natural Europe mantiene una posición consolidada como comercializador de gas natural en Europa, con presencia en Francia, Bélgica, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Portugal, Países Bajos y Alemania. Adicionalmente, es un operador activo en los mercados líquidos de estos países lo que permite optimizar la posición de Gas Natural Fenosa y la captura de oportunidades en los mercados europeos.

Las ventas realizadas en Francia en 2017 alcanzan los 19,5 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 9,0 TWh en el mismo período.

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

En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país con un volumen de ventas en el primer semestre de 2017 de 3,1 TWh. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América y Asia. Se consolida así la presencia en los principales mercados de gas natural licuado (GNL) internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento y en nuevos mercados.

Comercialización minorista

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

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
-	-	-	Contratos minoristas (España) (miles, a 30/06)	11.740	11.681	0,5
-	-	-	Contratos de energía	8.856	8.865	-0,1
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.884	2.816	2,4
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,52	1,51	0,7
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	55,0	55,9	-0,9 p.p.
3.738	4.833	-22,7	Comercialización minorista (GWh)	17.878	18.735	-4,6
3.303	4.535	-27,2	España	15.792	16.850	-6,3
435	298	46,0	Italia	2.086	1.885	10,7

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 579 miles son en Italia.

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

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

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 849 mil nuevos contratos en 2017.

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

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

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

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,8 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 112 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite dar un servicio excelente y obtener la satisfacción de nuestros clientes más exigentes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha aumentado de valor.

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

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del segundo trimestre del ejercicio 2017 dispone de un total de 49 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 28 estaciones son de acceso público, mientras que 21 son de acceso privado.

En soluciones integrales de servicios energéticos, se sigue aumentando el volumen de negocio generado. Según encuesta de la empresa DBK, Gas Natural Servicios lidera el mercado de las empresas de servicios energéticos.

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁴ (integrada por el método de la participación) en el primer semestre de 2017 ha alcanzado un volumen de 21.885 GWh frente a 17.083 GWh registrados el primer semestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer semestre de 2017, se ha gestionado un volumen de gas de 12.537 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 10.792 GWh en 2016.

⁴ Magnitudes al 100%

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

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
1.134	1.236	-8,3	Importe neto de la cifra de negocios	2.486	2.573	-3,4
-886	-884	0,2	Aprovisionamientos	-1.915	-1.834	4,4
-34	-34	-	Gastos de personal, neto	-68	-68	-
-150	-147	2,0	Otros gastos/ingresos	-313	-295	6,1
64	171	-62,6	EBITDA	190	376	-49,5
-112	-133	-15,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-224	-263	-14,8
-4	-9	-55,6	Provisiones de morosidad	-11	-20	-45,0
-52	29	-279,3	Resultado de explotación	-45	93	-148,4

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

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

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

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el segundo trimestre del año los 60.883 GWh, un 1,6% superior a la del mismo trimestre de 2016, continuando, la tendencia de crecimiento positivo de los cuatro últimos trimestres.

En el conjunto del año la demanda supera en 1,1% a la del primer semestre de 2016, (un 1,6% sin tener en cuenta el efecto bisiesto)

Este trimestre se ha comportado de forma desigual, con fuerte descenso en abril -5,5%,(influenciado por el desplazamiento de la Semana Santa respecto a 2016) y crecimientos en mayo +3,3% y sobre todo en junio +7,1%, afectado por la ola de calor que afectó a la península.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 22 de junio con 39.096 MW, cifra muy superior a los 35.697 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (28 de junio de 2016), pero todavía lejos del máximo histórico de verano de julio de 2010, 40.934 MW.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (3.607 GWh) en el segundo trimestre del año, frente a los 1.739 GWh importados en el mismo trimestre del año anterior. El comportamiento del trimestre ha sido con todos los meses importadores, oscilando entre los 1.041 GWh de abril y los 1.445 de mayo.

En valores acumulados el saldo de intercambios alcanza los 5.073 GWh frente a los 3.723 GWh del mismo período del año anterior.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre los 740 GWh, un 41,7% menos que en el mismo trimestre de 2016, en el que se bombearon 1.270 GWh. En lo que va de año el consumo de bombeo es de 2.069 GWh, un 40,4% menos que en 2016, consecuencia de los altos precios del mercado respecto al primer semestre del pasado año.

La generación neta nacional, con 58.262 GWh producidos, presenta una disminución del 2,5% en el segundo trimestre del año. En el primer semestre de 2016 la disminución es del 1,2%.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable ha disminuido un 28,3% y en su conjunto ha cubierto el 35,0% de la demanda en el segundo trimestre del año, 14,7 puntos menos que en el mismo trimestre de 2016. En el año este tipo de generación disminuye el 25,8% y cubre el 36,4% de la demanda, frente al 49,6% del pasado año.

La generación eólica ha disminuido en el trimestre un 6,8% respecto al mismo período del año anterior, con disminuciones todos los meses del trimestre, especialmente mayo. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 17,7% en el trimestre, 2,4 puntos menos que la del mismo trimestre del pasado año. En el primer semestre del año se han producido 25.184 GWh eólicos, -12,0%, con una cobertura del 20,1%, tres puntos menos que en el mismo período de 2016.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del -42,0%, con disminuciones en la generación hidráulica convencional -63,1%. Por el contrario el resto de tecnologías, aumentan. En 2016, la térmica renovable aumenta un 10,9%, la solar fotovoltaica un 5,5% y la solar térmica un 8,9%, mientras que la hidráulica disminuye un -51,7% (-54,7% de la convencional y -34,7% el resto de hidráulica).

La energía hidroeléctrica producible registrada en el segundo trimestre del año califica éste como muy seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 95%. Es decir, estadísticamente 95 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual. El comportamiento del trimestre ha mantenido una tendencia de más húmedo a menos a medida que iba transcurriendo.

La generación no renovable ha presentado un aumento en el trimestre del 23,1% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con aumentos en todas las tecnologías, excepto la nuclear. En lo que va de año el aumento es del 22,8%.

El hueco térmico ha aumentado en este trimestre un 86,0% con una cobertura superior en doce puntos a la del mismo trimestre de 2016. En términos acumulados el incremento es de 67,7% superior en 10,2 puntos respecto del mismo período del año anterior (25,7% vs 15,5%).

La generación nuclear es la única tecnología no renovable que disminuye en el trimestre, -4,6% afectada por el desplazamiento de las paradas programadas. En el conjunto del año aumenta un 3,3%.

La generación con carbón han aumentado un 143,0% en el trimestre lo que lleva el aumento del año hasta el 98,8%. En lo que va de año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 39% frente al 55% de utilización del resto del carbón.

En el segundo trimestre de 2017 los ciclos combinados aumentan su producción un 36,2% respecto al mismo período de 2016, por lo que el aumento en valores acumulados alcanza el 33,3%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 10,2%, y en el año del 9,7%, dos puntos y medio más que el acumulado del pasado año a estas fechas.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 9,4% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2016 y aumenta un 11,3% al cierre del primer semestre respecto al pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 47,79 €/MWh, 17,51 €/MWh por encima de los 30,28 €/MWh del mismo trimestre de 2016. En valores acumulados el precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 52,89 €/MWh, un 72% superior al del precio acumulado al 30 de junio de 2016.

Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 16,51 €/MWh del 30 de abril y los 57,24 €/MWh del 21 de junio. Los precios mensuales han pasado de 44,14 €/MWh en abril a 50,83 €/MWh en junio, pasando por los 47,67 €/MWh de mayo.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 53,69 \$/bbl de promedio en el primer trimestre de 2017 hasta 49,64 \$/bbl (-7,5%) en el segundo trimestre de este año, continuando la tendencia a la baja iniciada a finales de febrero. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido 4,16 \$/t de en el trimestre, pasando de 80,75 \$/t de media del primer trimestre de 2017 a 76,59 \$/t en el segundo trimestre, con disminuciones hasta mediados de mayo, donde parece que comienza a recuperarse. Con todo el precio medio de este trimestre de 2017 es un 59% superior al de hace un año. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 4,80 €/t, inferior en un 6,8% a los 5,15 €/t de media del pasado trimestre.

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

	30/06/17	30/06/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.716	12.714	-
Generación	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Renovable y cogeneración	1.147	1.145	0,2
Eólica	979	977	0,2
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	58	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
5.886	5.685	3,5	Energía eléctrica producida (GWh)	13.161	12.767	3,1
5.351	5.068	5,6	Generación	11.895	11.270	5,5
272	1.351	-79,9	Hidráulica	737	3.244	-77,3
960	1.012	-5,1	Nuclear	2.185	2.104	3,8
1.163	414	-	Carbón	2.832	936	-
2.956	2.291	29,0	Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
535	617	-13,3	Renovable y cogeneración	1.266	1.497	-15,4
397	441	-10,0	Eólica	987	1.135	-13,0
118	160	-26,3	Minihidráulicas	240	334	-28,1
20	16	25,0	Cogeneración y otras	39	28	39,3
8.260	9.112	-9,4	Ventas de electricidad (GWh)	17.284	18.107	-4,5
7.203	7.960	-9,5	Mercado liberalizado	14.674	15.454	-5,0
1.057	1.152	-8,2	PVPC/Regulado	2.610	2.653	-1,6
-	-	-	Cuota mercado generación	16,5	15,7	0,8 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 5.886 GWh durante el segundo trimestre de 2017, cifra superior en un 3,5% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 5.351 GWh corresponden a generación tradicional, con un 5,6% de aumento respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la producción aumenta un 3,1%, cifra que se eleva al 5,5% si sólo consideramos la generación tradicional.

La producción hidráulica convencional, con 272 GWh en el trimestre, es un 79,9% inferior a la del mismo trimestre de 2016, y en el conjunto del año el descenso es del 77,3%.

Si el primer trimestre de 2017 mostraba una característica hidrológica de año muy seco, esta se acrecienta aún más hasta considerar el año como extremadamente seco, con una PSS del 99%, es decir, estadísticamente hablando, 99 años de cada 100 años serían más húmedos que este.

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

La producción nuclear ha presentado una disminución del 5,1% en el segundo 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 3,8%.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 1.163 GWh frente a los 414 GWh del mismo trimestre del pasado año. En el conjunto del año 2017 el aumento de la producción con carbón se triplica, en concreto el 202,6%, con una utilización del 33% en el conjunto del equipo.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el segundo trimestre de 2017 ha alcanzado la cifra de 2.956 GWh, un 29,0% superior a la del mismo período de 2016. En el primer semestre del año el aumento es del 23,2%. La utilización de esta tecnología en lo que va de año ha sido del 20%, casi el doble que la del conjunto del sector.

En el segundo 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 5 millones de toneladas de CO₂ (+2,1 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Este aumento significativo ha sido debido principalmente a un mayor funcionamiento de las centrales térmicas de carbón.

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

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

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del segundo trimestre de 2017 han alcanzado la cifra de 8.260 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con una disminución del 4,5% en el acumulado del año. 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.

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

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

⁵ Gases de efecto invernadero

La producción de generación renovable y cogeneración del segundo trimestre de 2017 ha sido inferior a la alcanzada en el mismo período del año 2016 (535 GWh frente a 617 GWh). Esta disminución se debe fundamentalmente a una menor eolicidad que provoca en la tecnología eólica una menor producción de 44 GWh y a un menor recurso hidráulico que ha supuesto una reducción de la producción de 42 GWh. En la tecnología de cogeneración, el mayor precio de mercado ha posibilitado un incremento de las horas de funcionamiento de las dos plantas en operación, con una mayor producción sobre el trimestre anterior de 4 GWh.

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

En el mes de junio 2017 se ha publicado la Orden ministerial de parámetros retributivos para la tecnología de cogeneración asociada al tratamiento de purines. El primer impacto de esta publicación deriva en la recuperación de parte de la retribución que fue devuelta a la CNMC en los años 2014 a 2016 por un importe de €8 millones. Asimismo, esta publicación permite determinar la posible re-activación parcial o total de esta potencia actualmente inoperativa de la tecnología de cogeneración.

4.4.2. Internacional

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

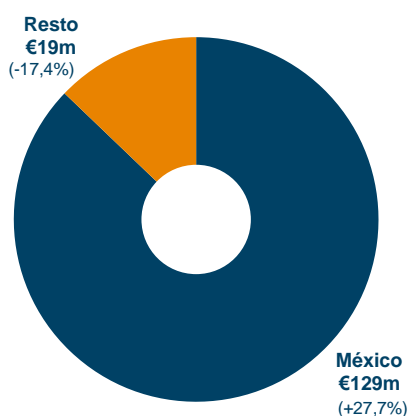
4.4.2.1. Resultados

2T17	2T16	%	(€ millones)	1S17	1S16	%
238	178	33,7	Importe neto de la cifra de negocios	466	353	32,0
-134	-86	55,8	Aprovisionamientos	-259	-166	56,0
-10	-12	-16,7	Gastos de personal, neto	-20	-22	-9,1
-17	-18	-5,6	Otros gastos/ingresos	-39	-41	-4,9
77	62	24,2	EBITDA	148	124	19,4
-33	-33	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-64	-65	-1,5
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
44	29	51,7	Resultado de explotación	84	59	42,4

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

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

EBITDA por países



En México, el EBITDA aumenta un 27,7% debido a un mayor margen de contribución derivado, fundamentalmente, de un mayor margen excedente, mejor disponibilidad, mejor rendimiento y un comportamiento favorable de los índices de referencia de los contratos. Así mismo, Bii Hioxo mejora sus resultados como consecuencia de una mayor eficiencia en la gestión del mix comercial.

En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 26,8% por el efecto en margen de una menor producción y menores precios en el mercado spot tras la finalización del PPA⁶ con las compañías distribuidoras.

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

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

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	30/06/17	30/06/16	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.702	2.702	-
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

Energía eléctrica producida

2T17	2T16	%		1S17	1S16	%
4.779	4.417	8,2	Energía eléctrica producida (GWh)	9.065	8.657	4,7
4.234	3.888	8,9	México (CC)	7.925	7.509	5,5
83	125	-33,6	México (eólico)	306	387	-20,9
117	104	12,5	Costa Rica (hidráulica)	196	170	15,3
20	20	-	Panamá (hidráulica)	38	33	15,2
254	241	5,4	República Dominicana (fuel)	466	485	-3,9
71	39	82,1	Kenia (fuel)	134	73	83,6

Factor de disponibilidad (%)

	1S17	1S16	var p.p.
México (CC)	95,6	89,2	6,4
Costa Rica (hidráulica)	96,8	94,1	2,7
Panamá (hidráulica y fuel)	90,1	92,7	-2,6
República Dominicana (fuel)	92,1	89,5	2,6
Kenia (fuel)	97,8	95,1	2,7

⁶ PPA: Power Purchase Agreement

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de paradas así como por la mayor venta excedente, principalmente en Norte Durango y Tuxpan que inició la venta de excedentes a partir del mes de febrero de 2017. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos. Los mantenimientos realizados en los diferentes años, inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por una mayor hidraulicidad. Tal y como se menciona en el apartado 2.2.3 las concesiones de Costa Rica se contabilizan como arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12.

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

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

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

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 €29 millones y aumenta respecto al mismo período del año anterior (€21 millones) como consecuencia del mayor ingreso de capacidad. La producción del primer semestre de 2017 alcanza los 1.636 GWh (al 100%) en línea con la del mismo período del año anterior (1.646 GWh).

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).

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)	1S17	1S16
Importe neto de la cifra de negocios	12.283	11.409
Aprovisionamientos	-8.726	-7.556
Margen bruto	3.557	3.853
Otros ingresos de explotación	136	131
Gastos de personal	-501	-506
Tributos	-234	-236
Otros gastos de explotación	-782	-785
EBITDA	2.176	2.457
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-843	-868
Dotación a provisiones	-64	-142
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.269	1.447
Resultado financiero	-347	-415
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	7	-11
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	929	1.021
Impuesto sobre beneficios	-218	-240
Resultado operaciones interrumpidas	-	30
Participaciones no dominantes	-161	-166
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	550	645

Información económica por actividades

EBITDA

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	412	470			
España	225	214			
Italia	14	15			
Latinoamérica	173	241			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	270	276			
España	143	159			
Moldavia	12	4			
Latinoamérica	115	113			
GAS	232	193			
Infraestructuras	81	72			
Comercialización	151	121			
ELECTRICIDAD	197	141			
España	126	64			
Internacional	71	77			
RESTO	-7	-8			
TOTAL EBITDA	1.104	1.072			

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	388	442	440	460	1.730
España	215	209	229	236	889
Italia	14	15	15	18	62
Latinoamérica	159	218	196	206	779
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	319	349	343	323	1.334
España	152	151	154	146	603
Moldavia	13	12	10	7	42
Latinoamérica	154	186	179	170	689
GAS	226	197	196	226	845
Infraestructuras	75	71	75	77	298
Comercialización	151	126	121	149	547
ELECTRICIDAD	267	233	243	229	972
España	205	171	177	162	715
Internacional	62	62	66	67	257
RESTO	16	20	-39	92	89
TOTAL EBITDA	1.216	1.241	1.183	1.330	4.970

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T17	2T17	3T17	4T17	2017
DISTRIBUCIÓN GAS	114	138			
España	42	40			
Italia	4	11			
Latinoamérica	68	87			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	129	157			
España	42	64			
Moldavia	1	2			
Latinoamérica	86	91			
GAS	9	21			
Infraestructuras	2	3			
Comercialización	7	18			
ELECTRICIDAD	62	81			
España	23	30			
Internacional	39	51			
RESTO	6	20			
TOTAL	320	417			

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	119	138	216	555	1.028
España	66	66	132	429	693
Italia	5	8	7	11	31
Latinoamérica	48	64	77	115	304
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	106	146	163	251	666
España	45	61	61	98	265
Moldavia	-	2	3	8	13
Latinoamérica	61	83	99	145	388
GAS	7	7	216	244	474
Infraestructuras	1	1	4	7	13
Comercialización	6	6	212	237	461
ELECTRICIDAD	30	46	39	78	193
España	17	22	23	43	105
Internacional	13	24	16	35	88
RESTO	4	26	31	95	156
TOTAL	266	363	665	1.223	2.517

Balance de situación consolidado

(€ millones)	30/06/17	30/06/16
Activo no corriente	37.897	38.329
Inmovilizado intangible	10.538	10.590
Inmovilizado material	23.125	23.626
Inversiones método participación	1.548	1.669
Activos financieros no corrientes	1.787	1.340
Activos por impuesto diferido	899	1.104
Activo corriente	7.203	9.714
Activos no corrientes mantenidos para la venta	-	1.099
Existencias	751	721
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.691	4.849
Otros activos financieros corrientes	306	282
Efectivo y medios líquidos equivalentes	1.455	2.763
TOTAL ACTIVO	45.100	48.043

(€ millones)	30/06/17	30/06/16
Patrimonio neto	18.246	18.793
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.609	14.575
Participaciones no dominantes	3.637	4.218
Pasivo no corriente	20.281	20.653
Ingresos diferidos	847	846
Provisiones no corrientes	1.236	1.438
Pasivos financieros no corrientes	14.485	14.798
Pasivos por impuesto diferido	2.454	2.654
Otros pasivos no corrientes	1.259	917
Pasivo corriente	6.573	8.597
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	-	664
Provisiones corrientes	132	104
Pasivos financieros corrientes	2.857	3.884
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.226	3.549
Otros pasivos corrientes	358	396
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	45.100	48.043

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	1S17	1S16
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.148	1.799
Resultado antes de impuestos	929	1.021
Ajustes del resultado	1.152	1.240
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-675	-661
Cash flow operativo	1.406	1.600
Cambios en el capital corriente	-258	199
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-947	-856
Pagos por inversiones	-1.005	-912
Cobros por desinversiones	34	32
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	24	24
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-721	-571
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-2	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	140	501
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-805	-1.026
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-54	-46
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-92	1
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-612	373
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.067	2.390
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	1.455	2.763

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 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