

Resultados primer semestre 2016

27 de julio de 2016

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 esta presentación 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 esta presentación 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 esta presentación 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 esta presentación. 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 esta presentación o de su contenido, o relacionado en cualquier otro modo con ésta.

La distribución de esta presentación podría estar sujeta a restricciones en determinadas jurisdicciones por lo que los receptores de esta presentación o quienes finalmente obtengan copia o ejemplar de la misma, deberán conocer dichas restricciones y cumplirlas. Mediante la aceptación de esta presentación 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	>	33
4.1. Distribución de gas	15	>	19
4.2. Distribución de electricidad	20	>	23
4.3. Gas	24	>	27
4.4. Electricidad	27	>	33
Hechos relevantes	34	>	35
Anexos. Tablas de resultados.	36	>	41
Cuenta de resultados consolidada	37	>	37
Información económica por actividades	38	>	39
Balance de situación consolidado	40	>	40
Estado de flujos de efectivo consolidado	41	>	41
Glosario de términos	42	>	42

Hechos destacados del período

El beneficio neto en el primer semestre de 2016 alcanza los €645 millones

- › El beneficio neto del primer semestre de 2016 se sitúa en €645 millones y desciende un 14,1% frente al del mismo período del año anterior.
- › El EBITDA alcanza los €2.457 millones en el primer semestre de 2016 y disminuye un 6,2% con respecto al del primer semestre de 2015, una vez re-expresado por la discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile, condicionado por un entorno macroeconómico y energético muy exigente que ha afectado especialmente a la contribución de los negocios de aprovisionamiento y comercialización de gas y a los negocios de distribución de gas y electricidad de Latinoamérica.
- › El impacto en el EBITDA de la depreciación de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación de los estados financieros es de €114 millones y ha sido causado fundamentalmente por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.
- › El EBITDA, descontando el efecto de la depreciación de las monedas en su traslación a euros (€114 millones) así como una serie de impactos positivos no recurrentes del primer semestre de 2015 por liquidaciones favorables y otras regularizaciones (€39 millones), hubiera decrecido solo un 0,4%. Descontando estos mismos efectos, el resultado neto del período descendería solo un 6,5%.
- › Las inversiones en el semestre han ascendido a €655 millones, lo que representa una disminución del 7,5% con respecto al primer semestre de 2015.
- › A 30 de junio de 2016 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 45,7% frente al 47,6% en la misma fecha del año anterior y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,1 veces, frente a 3,2 veces en el primer semestre de 2015 de forma que se consolida la fortaleza financiera pese al desfavorable entorno.
- › La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 4 de mayo de 2016 aprobó una distribución de resultados que supone destinar €1.001 millones a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2015, un 10,1% más que el año anterior y que eleva a un 66,6% el *pay out* de Gas Natural Fenosa. Ello supone el pago de un dividendo de €1 por acción, del que se abonó un dividendo a cuenta de €0,4078 por acción el 8 de enero de 2016 y el €0,5922 por acción restante el 30 de junio de 2016 en efectivo.
- › Asimismo, el Consejo de Administración aprobó una política de dividendos para el período 2016-2018 que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de €1 de dividendo por acción, ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso y que supondrá aproximadamente en torno a un 33% del dividendo total.
- › En línea con lo anterior, el Consejo de Administración ha aprobado un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de €0,330 por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

1. Principales magnitudes

1.1. Principales magnitudes económicas

Las cuentas de resultados del primer semestre de 2015 están re-expresadas por discontinuidad del negocio de GLP en Chile, sin impacto en resultado neto.

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
5.455	6.249	-12,7	Importe neto de la cifra de negocios	11.409	13.416	-15,0
1.241	1.271	-2,4	EBITDA	2.457	2.620	-6,2
723	768	-5,9	Resultado de explotación	1.447	1.622	-10,8
316	347	-8,9	Resultado neto	645	751	-14,1
1.133	649	74,6	Flujos de efectivo actividades explotación	1.799	1.611	11,7
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/06 (€)	17,67	20,34	-13,2
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/06	17.677	20.354	-13,2
-	-	-	Beneficio por acción (€) ¹	0,64	0,82	-22,0
379	414	-8,5	Inversiones	655	708	-7,5
122	-607	-	Patrimonio neto	18.793	18.410	2,1
15	-594	-	Deuda financiera neta (a 30/06)	15.832	16.737	-5,4

1.2. Ratios

		1S16	1S15
Endeudamiento	%	45,7	47,6
EBITDA/Coste deuda financiera neta	veces	6,6	6,3
Deuda financiera neta/EBITDA	veces	3,1	3,2
Relación cotización beneficio (PER)	veces	12,7	15,9
EV/EBITDA	veces	6,6	7,0

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

¹ Resultado a 30 de junio 2015 ajustado de acuerdo a NIC33 por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

1.3. Principales magnitudes operativas

Actividad de Distribución

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
106.546	110.850	-3,9	Distribución de gas (GWh)	227.534	237.005	-4,0
42.039	37.624	11,7	Europa	96.585	93.557	3,2
42.039	37.624	11,7	ATR ²	96.585	93.557	3,2
64.507	73.226	-11,9	Latinoamérica	130.949	143.448	-8,7
38.405	43.616	-11,9	Venta de gas a tarifa	74.903	84.818	-11,7
26.102	29.610	-11,8	ATR	56.046	58.630	-4,4
16.883	16.641	1,5	Distribución de electricidad (GWh)	34.685	34.384	0,9
8.318	8.240	0,9	Europa	17.250	17.546	-1,7
611	627	-2,6	Ventas de electricidad a tarifa	1.316	1.358	-3,1
7.707	7.613	1,2	ATR	15.934	16.188	-1,6
8.565	8.401	2,0	Latinoamérica	17.435	16.838	3,5
8.039	7.938	1,3	Venta de electricidad a tarifa	16.325	15.906	2,6
526	463	13,6	ATR	1.110	932	19,1
3.602	3.585	0,5	Transmisión de electricidad (GWh)	7.531	7.446	1,1
3.602	3.585	0,5	Latinoamérica	7.531	7.446	1,1
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06)	13.361	12.993	2,8
-	-	-	Europa	5.760	5.707	0,9
-	-	-	Latinoamérica	7.601	7.286	4,3
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06)	10.746	10.519	2,2
-	-	-	Europa	4.565	4.537	0,6
-	-	-	Latinoamérica	6.181	5.982	3,3
-	-	-	TIEPI en España (minutos)³	26	20	30,0

Actividad de Gas

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
66.199	67.873	-2,5	Comercialización mayorista (GWh)	142.224	143.430	-0,8
35.350	37.410	-5,5	España	72.836	78.394	-7,1
30.849	30.463	1,3	Resto ventas de gas	69.388	65.036	6,7
4.833	3.722	29,8	Comercialización minorista (GWh)	18.735	19.795	-5,4
28.136	27.088	3,9	Transporte de gas-EMPL (GWh)	52.299	51.154	2,2

² Acceso Terceros a la Red (energía distribuida). Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

³ Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

Actividad de Electricidad

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
10.102	10.515	-3,9	Energía eléctrica producida (GWh)	21.424	23.088	-7,2
5.685	6.539	-13,1	España	12.767	14.663	-12,9
5.068	6.064	-16,4	Generación	11.270	13.581	-17,0
1.351	427	-	Hidráulica	3.244	1.824	77,9
1.012	897	12,8	Nuclear	2.104	2.119	-0,7
414	1.572	-73,7	Carbón	936	2.971	-68,5
2.291	3.168	-27,7	Ciclos combinados	4.986	6.667	-25,2
617	475	29,9	Renovable y cogeneración	1.497	1.082	38,4
4.417	3.976	11,1	Global Power Generation	8.657	8.425	2,8
3.888	3.453	12,6	México (CC)	7.509	7.213	4,1
125	150	-16,7	México (eólico)	387	454	-14,8
104	89	16,9	Costa Rica (hidráulica)	170	138	23,2
20	14	42,9	Panamá (hidráulica)	33	32	3,1
-	-	-	Panamá (fuel)	-	-	-
241	237	1,7	República Dominicana (fuel)	485	526	-7,8
39	33	18,2	Kenia (fuel)	73	62	17,7
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.416	14.852	3,8
-	-	-	España	12.714	12.145	4,7
-	-	-	Generación	11.569	11.226	3,1
-	-	-	Hidráulica	1.954	1.954	-
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.010	2.065	-2,7
-	-	-	Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
-	-	-	Renovable y cogeneración	1.145	919	24,6
-	-	-	Global Power Generation	2.702	2.707	-0,2
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	México (eólico)	234	234	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	Panamá (fuel)	-	5	-
-	-	-	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:

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
5.455	6.249	-12,7	Importe neto de la cifra de negocios	11.409	13.416	-15,0
1.241	1.271	-2,4	EBITDA	2.457	2.620	-6,2
723	768	-5,9	Beneficio de explotación	1.447	1.622	-10,8
-216	-227	-4,8	Resultado financiero	-415	-450	-7,8
-2	15	-	Resultado método de participación	-11	7	-
-119	-136	-12,5	Impuesto sobre beneficios	-240	-288	-16,7
-95	-84	13,1	Participaciones no dominantes	-166	-153	8,5
316	347	-8,9	Resultado neto	645	751	-14,1

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

Con fecha 18 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa, que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene actualmente 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 permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo (GLP) de la Familia Pérez Cruz. La mencionada división fue aprobada por la Junta Extraordinaria de accionistas de Gasco, S.A. celebrada el 30 de marzo de 2016. Una vez materializada la división, con fecha 6 de julio de 2016 cada una de las partes ha lanzado una oferta pública de adquisición de acciones por el 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la otra oferta pública. No se espera que la operación de desinversión de GLP, que se espera materializar en el tercer trimestre de este ejercicio, genere para Gas Natural Fenosa una plusvalía significativa.

Como consecuencia del acuerdo anterior, a 31 de diciembre 2015 los activos netos del negocio de GLP fueron considerados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta, en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas". Por otro lado, se consideró que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto. Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5, se presenta en la cuenta de resultados consolidada el resultado procedente de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se presenta del mismo modo la información comparativa del período anterior re-expresada, sin impacto alguno en el resultado neto.

Ejercicio 2016

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.

Por otro lado, en junio de 2016 Unión Fenosa Gas ha alcanzado 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 está sujeta a las aprobaciones de las autoridades regulatorias, estimándose para Gas Natural Fenosa una plusvalía neta de impuestos de €21 millones.

Finalmente, con fecha 30 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa ha firmado con Enagás un acuerdo de venta del 20,0% de la participación que posee en GNL Quintero, S.A. (Chile) a través de la sociedad Aprovechadora Global de Energía (AGESA), en la que Gas Natural Fenosa mantiene una participación de control del 60,2%, por \$200 millones (€177 millones). La operación acordada, que está sujeta al posible ejercicio del derecho de adquisición preferente del resto de accionistas de acuerdo con el correspondiente acuerdo societario, prevé cerrarse a lo largo del año. Este acuerdo permitirá a Gas

Natural Fenosa obtener unas plusvalías netas de impuestos de aproximadamente €32 millones por su participación patrimonial actual del 36,9% en AGESA. La venta de esta participación no afecta al acceso a mercados finales, ya que se conservan los contratos de importación de gas natural y de capacidad de regasificación, así como los eventuales derechos de obtener nueva capacidad en futuras ampliaciones de la planta. La participación en GNL Quintero, S.A. ha sido clasificada contablemente a 30 de junio de 2016, en aplicación de la NIIF 5, como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Ejercicio 2015

En 2015 las principales variaciones fueron las correspondientes a la enajenación en julio de 2015 de la participación del 44,9% de la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. y a la adquisición en octubre de 2015 del 100% de la sociedad de energía renovable Gecal Renovables, S.A.

Además, si bien se trata de una transmisión sin pérdida de control y que por tanto continúa integrándose por integración global, en octubre de 2015 se produjo una variación en el porcentaje de participación de Global Power Generation, S.A. (GPG), sociedad que integra los activos de generación internacional de Gas Natural Fenosa, que pasó del 100% al 75%, como consecuencia de un acuerdo con *Kuwait Investment Authority* (KIA) para convertirse en socio del 25% de GPG.

2.2. Análisis de resultados

2.2.1. Importe neto de la cifra de negocios

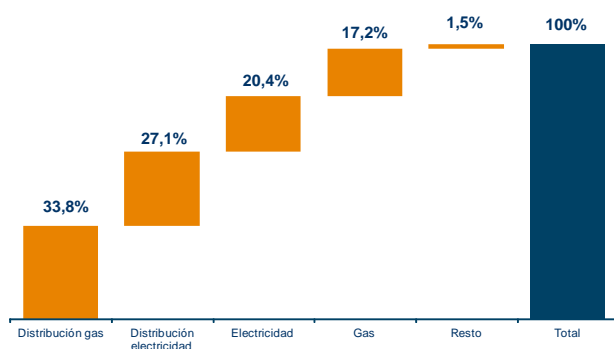
El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2016 asciende a €11.409 millones y registra un descenso del 15,0% respecto al mismo período del año anterior, en gran medida debido a la disminución de los precios de las *commodities* en comparación con los del mismo período del año anterior.

2.2.2. EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del primer semestre del año 2016 disminuye en €163 millones y alcanza los €2.457 millones, con una disminución del 6,2% respecto al primer semestre de 2015, una vez re-expresado por discontinuidad del negocio de gas licuado del petróleo en Chile.

La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del primer semestre de 2016 de €114 millones respecto al primer semestre de 2015, causado fundamentalmente por la depreciación del peso colombiano y del real brasileño. Descontando este efecto así como una serie de impactos no recurrentes del primer semestre de 2015 por liquidaciones favorables y otras regularizaciones (€39 millones) el EBITDA hubiera decrecido solo un 0,4%.

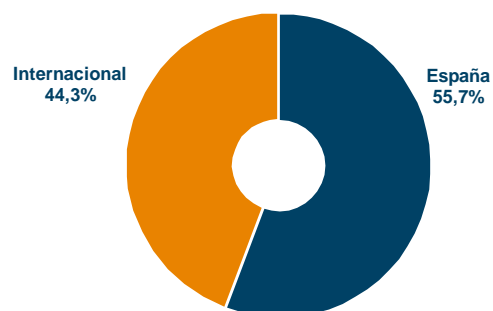
Contribución al EBITDA por actividades



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 33,8% del total consolidado. Le siguen, la actividad de distribución de electricidad con un 27,1%, la generación de electricidad (fundamentalmente en España) con un 20,4% y la actividad de gas con un 17,2%.

Contribución al EBITDA por zona geográfica

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 15,1% y representa un 44,3% del total consolidado frente a un 48,9% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España aumenta un 2,2% y aumenta su peso relativo en el total consolidado al 55,7%.



Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de junio de 2016 ascienden a €868 millones y registran una ligera disminución, del 0,5% respecto al año anterior.

Las provisiones por morosidad se sitúan en €142 millones frente a €126 millones en el primer semestre de 2015, registrando un aumento del 12,7%.

El resultado de explotación del primer semestre de 2016 ha disminuido en €175 millones respecto del mismo período del año anterior, situándose en €1.447 millones, lo que supone una disminución del 10,8% respecto al año anterior.

2.2.3. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

2T16	2T15	(€ millones)	1S16	1S15
-188	-216	Coste deuda financiera neta	-374	-414
-32	-14	Otros gastos/ingresos financieros	-49	-41
4	3	Ingreso financiero Costa Rica	8	5
-216	-227	Resultado financiero	-415	-450

El coste de la deuda financiera neta del primer semestre del ejercicio 2016 asciende a €374 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a una notable reducción del volumen de deuda bruta y de las tasas a las que está remunerada.

El coste medio de la deuda financiera neta es del 4,3%, con el 78% de la deuda a tipo fijo.

Los ingresos de Costa Rica incrementan por la puesta en marcha de la central hidroeléctrica de Torito en abril de 2015 que se suma a la existente de La Joya (ambas contabilizadas bajo arrendamiento financiero de acuerdo con la CINIIF 12).

2.2.4. Resultado de entidades por el método de participación

En el primer semestre de 2016 el resultado de entidades por el método de participación es de -€11 millones frente a €7 millones en el primer semestre de 2015. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de €21 millones de Ecoeléctrica en Puerto Rico y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -€43 millones.

2.2.5. Impuesto sobre beneficios

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

La tasa efectiva al 30 de junio de 2016 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido al 23,5% frente a un 24,4% en el mismo período del año anterior.

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

2.2.6. Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 30 de junio de 2016 asciende a -€166 millones, frente a -€153 millones en el mismo semestre del año anterior debido básicamente al incremento de GPG por la incorporación de KIA con un 25% de participación.

2.2.7. Resultado neto

Finalmente, el resultado neto asciende a €645 millones, con una disminución del 14,1% frente al obtenido en 2015. Descontando el efecto de la depreciación de las monedas en su traslación a euros así como una serie de impactos positivos no recurrentes del primer semestre de 2015 por liquidaciones favorables y otras regularizaciones el resultado neto del período descendería solo un 6,5%.

3. Balance de situación y Fondos generados

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

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
298	-759	-	Inmovilizado material e intangible	34.216	35.259	-3,0
15	-594	-	Deuda financiera neta	15.832	16.737	-5,4
122	-607	-	Patrimonio neto	18.793	18.410	2,1

3.1. Inversiones

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

(€ millones)	1S16	1S15	%
Inversiones materiales e intangibles	629	622	1,1
Inversiones financieras	26	86	-69,8
Total inversiones brutas	655	708	-7,5
Desinversiones y otros	-33	-25	32,0
Total inversiones netas	622	683	-8,9

Las inversiones materiales e intangibles en el primer semestre de 2016 alcanzan los €629 millones, con un incremento del 1,1% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el incremento en las inversiones de distribución de electricidad.

Las inversiones financieras en 2016 corresponden fundamentalmente a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con la CINIIF 12 y a la adquisición de varias participadas. La disminución es debida a que en el primer semestre de 2015 se adquirieron porcentajes adicionales en varias compañías participadas en Chile por importe de €51 millones.

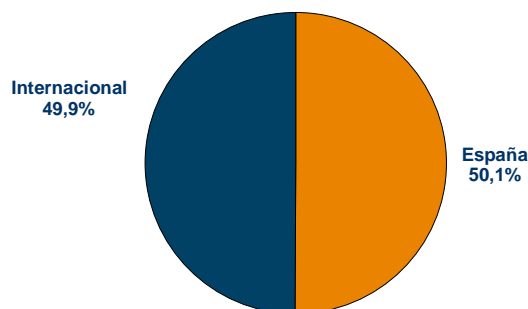
Inversiones materiales e intangibles por actividades

(€ millones)	1S16	% contribución	1S15	% contribución	% variación
Distribución gas	257	40,9	280	45,0	-8,2
España	132	21,0	136	21,9	-2,9
Italia	13	2,1	9	1,4	44,4
Latinoamérica	112	17,8	135	21,7	-17,0
Distribución electricidad	252	40,1	209	33,6	20,6
España	106	16,9	78	12,5	35,9
Moldavia	2	0,3	3	0,5	-33,3
Latinoamérica	144	22,9	128	20,6	12,5
Gas	14	2,2	18	2,9	-22,2
Infraestructuras	2	0,3	3	0,5	-33,3
Aprovisionamientos y comercialización	12	1,9	15	2,4	-20,0
Electricidad	76	12,1	72	11,6	5,6
España	39	6,2	46	7,4	-15,2
Global Power Generation	37	5,9	26	4,2	42,3
Resto	30	4,8	43	6,9	-30,2
Total inversiones materiales e intangibles	629	100,0	622	100,0	1,1

El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que representa el 40,9% del total consolidado. El mayor crecimiento lo experimenta la inversión en distribución de electricidad que aumenta en un 20,6% y supone el 40,1% del total.

Inversiones materiales e intangibles por zona geográfica

En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 8,6% y representan un 50,1% del total, frente a un 46,6% en el mismo período del año anterior. Por su lado, las inversiones en el exterior disminuyen 5,4% y suponen un peso sobre el total del 49,9% frente a un 53,4% en el mismo período del año anterior.



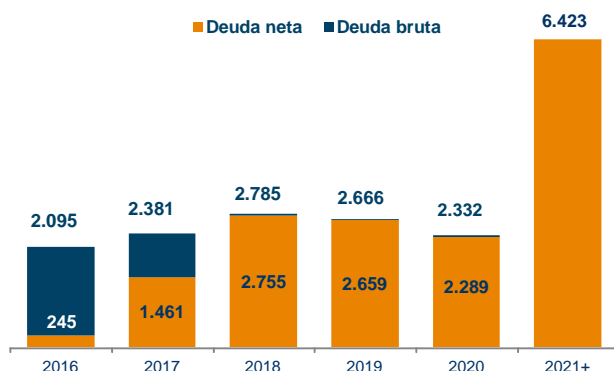
3.2. Deuda y gestión financiera

3.2.1. Deuda financiera

A 30 de junio de 2016 la deuda financiera neta alcanza los €15.832 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,7% (€16.737 millones y 47,6% a 30 de junio de 2015).

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de junio de 2016 en 3,1x y en 6,6x, respectivamente, lo que supone continuar con la senda de fortalecimiento de los fundamentales de crédito en el período.

Vencimiento de la deuda financiera (€ millones)



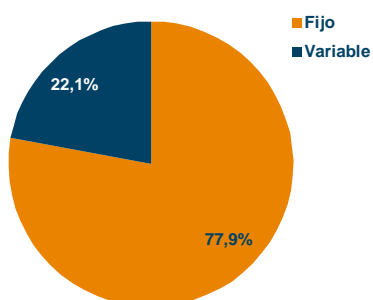
En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 89,2% tiene vencimiento igual o posterior al año 2018. La vida media de la deuda neta se sitúa en 5,4 años.

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 2016. La deuda bruta asciende a 18.682 millones.

El 8,2% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,8% 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 2016 y su peso relativo sobre el total:

(€ millones)	30/06/16	%
EUR	12.444	78,6
CLP	1.542	9,7
US\$	818	5,2
COP	462	2,9
MXN	267	1,7
BRL	281	1,8
Otras	18	0,1
Total deuda financiera neta	15.832	100,0

3.2.2. Liquidez

A 30 de junio de 2016 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €11.000 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	7.424	359	7.065
Líneas de crédito no comprometidas	626	107	519
Préstamos no dispuestos	653	-	653
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	2.763
Total	8.703	466	11.000

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2016 se sitúan en €5.113 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €2.795 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 €1.818 millones.

3.2.3. Principales operaciones financieras

Siguiendo con la política financiera de reforzar la posición de liquidez y gestionar el perfil de vencimientos de la deuda, el 13 de abril de 2016 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por un importe de €600 millones y vencimiento en abril de 2026, con un cupón anual del 1,25%, desembolsada en abril de 2016. El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 30 de junio de 2016 asciende a €11.205 millones.

Con este mismo objetivo, el 20 de abril de 2016 se lanzó una emisión privada de un bono de €300 millones y vencimiento en abril 2021, con un cupón anual del 0,515%, desembolsada en abril de 2016 y que supone la refinanciación de un bono cuyo vencimiento era abril 2017, con un cupón anual del 2,31%.

Por otro lado, el pasado 22 de febrero de 2016 se amortizó, a valor nominal, la totalidad de las participaciones preferentes emitidas en mayo de 2003 cuyo saldo ascendía a €69 millones y devengaban un tipo de interés del 3,849%.

Durante el primer semestre 2016 se ha continuado con la gestión del disponible y la financiación bancaria, mediante ampliación del plazo de vencimiento de operaciones bilaterales existentes, resultando en un incremento de la vida media de la deuda de la compañía.

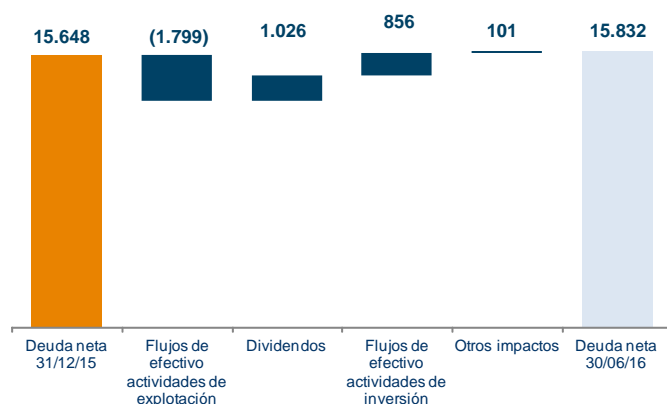
3.2.4. Calificación crediticia

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 2016 han sido los siguientes:



En otros impactos se recogen diferencias de conversión, cambios en el perímetro de consolidación y otros.

3.4. Patrimonio neto y remuneración al accionista

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

El pasado 8 de enero de 2016 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2015 de €0,4078 por acción en efectivo. Asimismo, el 30 de junio de 2016 se ha procedido al pago del dividendo complementario de €0,5922 por acción.

El Consejo de Administración aprobó una política de dividendos para el período 2016-2018 que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de €1 de dividendo por acción ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso y que supondrá, aproximadamente, en torno a un 33% del dividendo total.

En línea con lo anterior, el Consejo de Administración ha aprobado un dividendo a cuenta del ejercicio 2016 de €0,330 por acción que será pagado íntegramente en efectivo el 27 de septiembre de 2016.

A 30 de junio de 2016 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.793 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.575 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.

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

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.).

4.1.1.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
286	298	-4,0	Importe neto de la cifra de negocios	581	591	-1,7
-2	-6	-66,7	Aprovisionamientos	-9	-10	-10,0
-20	-17	17,6	Gastos de personal, neto	-39	-37	5,4
-55	-53	3,8	Otros gastos/ingresos	-109	-108	0,9
209	222	-5,9	EBITDA	424	436	-2,8
-72	-72	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-144	-146	-1,4
-	-2	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
137	148	-7,4	Resultado de explotación	280	290	-3,4

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €581 millones, inferior en €10 millones respecto al mismo período del año anterior, disminución en parte asociada a la actividad de inspección reglamentaria por menor volumen de operaciones a realizar en el ejercicio según programación prevista; el paso de la obligatoriedad de la inspección de 4 a 5 años regulada en el ejercicio 2006, provoca que el año 2016 sea un año valle con menor número de inspecciones. Con ello el EBITDA disminuye en un 2,8%.

4.1.1.2. Principales magnitudes

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

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
41.531	37.060	12,1	Ventas - ATR (GWh)	94.396	91.084	3,6
245	300	-18,3	Red de distribución (km)	51.694	49.627	4,2
16	12	33,3	Incremento de puntos de suministro, en miles	36	25	44,0
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.302	5.251	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas crecen un 3,6% (+3.312 GWh).

La demanda residencial se ha recuperado en los tres últimos meses con un incremento del 3% (+831 GWh).

La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares presenta una recuperación sostenida con un incremento del 2% (+835 GWh).

La demanda de transporte y la industrial de más de 60 bares ha crecido de forma considerable con un incremento del 8% (1.646 GWh).

La red de distribución se incrementa 2.067 km en los doce últimos meses y ha permitido la gasificación de 27 nuevos municipios en 2016, alcanzando un total de 1.213 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.302 mil puntos de suministro, con un crecimiento del 1,0%.

El 30 de septiembre de 2015 se firmó el acuerdo con Repsol Butano para la compra de activos de propano canalizado, en virtud del cual Gas Natural Distribución adquirirá alrededor de 250.000 puntos de suministro que se encuentran en el área de influencia de sus zonas de distribución actuales, lo que permitirá que sean conectados a la red de distribución de gas natural. Estos activos se convertirán en una palanca de crecimiento y expansión del negocio regulado de gas natural de Gas Natural Fenosa en los próximos años.

4.1.2. Italia

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

4.1.2.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
22	23	-4,3	Importe neto de la cifra de negocios	43	46	-6,5
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-3	-2	50,0	Gastos de personal, neto	-6	-6	-
-4	-4	-	Otros gastos/ingresos	-8	-7	14,3
15	17	-11,8	EBITDA	29	33	-12,1
-6	-7	-14,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-12	-13	-7,7
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
9	10	-10,0	Resultado de explotación	17	20	-15,0

El EBITDA alcanza los €29 millones, con una disminución del 12,1% respecto al mismo período del año anterior. La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por actualización del WACC reconocido por el regulador italiano como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

4.1.2.2. Principales magnitudes

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
508	564	-9,9	Ventas - ATR (GWh)	2.189	2.473	-11,5
34	18	88,9	Red de distribución (km)	7.210	7.124	1,2
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	458	456	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.189 GWh, con una disminución del 11,5% respecto al año 2015 por una climatología no favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2016 asciende a 7.210 km, con un aumento de 86 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 458.079 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

4.1.3. Latinoamérica

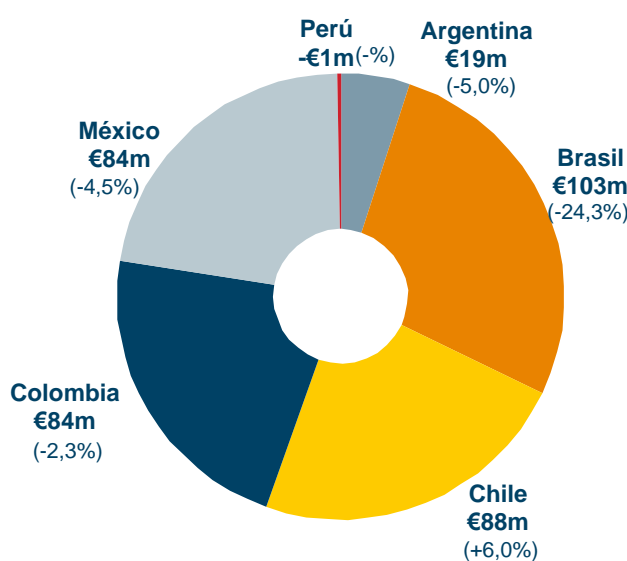
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú. En Chile incluye además la actividad de aprovisionamiento y comercialización de gas.

4.1.3.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
900	1.051	-14,4	Importe neto de la cifra de negocios	1.765	2.055	-14,1
-572	-711	-19,5	Aprovisionamientos	-1.185	-1.432	-17,2
-31	-35	-11,4	Gastos de personal, neto	-60	-65	-7,7
-79	-80	-1,3	Otros gastos/ingresos	-143	-146	-2,1
218	225	-3,1	EBITDA	377	412	-8,5
-39	-44	-11,4	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-79	-90	-12,2
-8	-5	60,0	Provisiones de morosidad	-13	-11	18,2
171	176	-2,8	Resultado de explotación	285	311	-8,4

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €1.765 millones y registra un descenso del 14,1%, afectado por la devaluación de las principales monedas latinoamericanas.

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA alcanza los €377 millones, lo que supone un descenso del 8,5% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-36,7%), México (-15,0%), Colombia (-19,6%), Brasil (-18,5%) y Chile (-11,0%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 8,7%.

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus variaciones respecto a 2015.

La aportación de Brasil representa un 27,3% del EBITDA, su disminución respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado, descontando este efecto, el EBITDA disminuiría en un 5,1%.

El escenario de fuerte desaceleración económica del país ha supuesto menores ventas del mercado industrial y, adicionalmente, los despachos de generación y ATR a las centrales térmicas han resultado muy inferiores como consecuencia de las abundantes lluvias de los últimos meses que han elevado el nivel de los embalses. Como contrapartida, las ventas del mercado doméstico/comercial superan un 5,3% las registradas en el mismo período del año anterior.

El EBITDA de México representa un 22,3% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 10,2%, con un crecimiento en ventas del 3,0% con incrementos en volumen y margen en todos los mercados.

Aislado el efecto del tipo de cambio, el EBITDA de Colombia incrementa un 17,4% frente al año anterior por el mayor margen unitario en el mercado industrial secundario, influido por los efectos provocados en el primer trimestre del año en el sector energético colombiano por el fenómeno de El Niño, con una caída significativa de la generación hidráulica. Afectan también las mayores ventas en este mismo mercado, aprovechando la disponibilidad de gas dentro de la capacidad total contratada.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €88 millones (+15,7% sin efecto tipo de cambio) y representa el 23,3% del total registrado en Latinoamérica. Dicho importe muestra un incremento respecto al mismo período del ejercicio anterior de €13 millones sin considerar el efecto de tipo de cambio.

El EBITDA de Argentina, exceptuando el impacto negativo del tipo de cambio, se incrementa un 30,0% frente al año anterior, debido al efecto de la aplicación de las nuevas tarifas desde el 1 abril de 2016, unido al mayor volumen de ventas en el mercado doméstico-comercial (+25%) por temperaturas inferiores a las registradas en el mismo período del año anterior.

4.1.3.2. Principales magnitudes

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
64.507	73.226	-11,9	Ventas actividad de gas (GWh)	130.949	143.448	-8,7
38.405	43.616	-11,9	Ventas de gas a tarifa	74.903	84.818	-11,7
26.102	29.610	-11,8	ATR	56.046	58.630	-4,4
1.310	374	-	Red de distribución (km)	81.866	78.746	4,0
85	77	10,4	Incremento de puntos de suministro, en miles	153	153	-
85	76	11,8	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	7.601	7.286	4,3

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2016 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	32.584	35.622	23.420	14.019	25.304	130.949
Incremento vs. 1S 2015 (%)	2,9	-33,3	11,1	10,4	3,0	-8,7
Red de distribución (km)	25.574	7.309	6.897	21.650	20.436	81.866
Incremento vs. 30/06/2015 (km)	1.036	358	115	520	1.091	3.120
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.620	1.010	569	2.802	1.600	7.601
Incremento vs. 30/06/2015, en miles	22	51	15	115	112	315

A 30 de junio de 2016 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.601.072 clientes. Con un crecimiento interanual de 315.256 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 130.949 GWh, inferiores a las registradas en 2015 por menores ventas en el mercado de generación en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 3.120 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 81.866 km a finales de junio de 2016, lo que representa un crecimiento del 4,0%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 1.091 km y en Colombia con 520 km.

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

- › En Argentina se produjo un cambio de Gobierno en diciembre de 2015, el cual ha tomado desde entonces diversas medidas destinadas a ordenar la economía. Entre ellas, avanzó en la negociación con los acreedores que se negaron a participar en el proceso de reestructuración de la deuda de Argentina (*holdouts*) y comenzó a recomponer el valor de los servicios públicos.

En febrero de 2016 se incrementaron las tarifas eléctricas. En el sector del gas, el 1 de abril de 2016 se aprueban nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril de 2016, que incluyen tarifas plenas, tarifas para los clientes con ahorro superior al 15% respecto al año anterior y una tarifa social. El Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS para llevar adelante el proceso de revisión tarifaria integral (RTI) en el plazo de un año. Los cuadros tarifarios aprobados son a cuenta de la próxima RTI. Con el incremento de tarifas otorgado se inicia la normalización de los ingresos de la compañía.

La compañía continúa el esfuerzo de contención de gastos ante un escenario de alta inflación (40% anual).

El 7 de julio de 2016 la Cámara Federal de La Plata dictó un fallo, con alcance nacional, por el que declaran nulos los nuevos cuadros tarifarios vigentes desde el 1 abril de 2016, y se ordena retrotraer la situación tarifaria a la existente previa a esa fecha.

Como respuesta a esta acción el Gobierno presentó un Recurso Extraordinario ante la Cámara Federal de La Plata, encaminado a la no aplicabilidad del fallo de dicha Cámara hasta que la Corte Superior se pronuncie, extremo éste último que ha sido expresamente rechazado por la Cámara. En paralelo, el Gobierno está proponiendo una serie de medidas que limiten los incrementos tarifarios al 400% de la factura del bimestre del año.

- En Brasil, el incremento neto de clientes en el mercado doméstico-comercial sube un 11,7% respecto al mismo período del año anterior, con crecimiento en todos los mercados, especialmente el de nueva edificación, al adelantarse acciones comerciales con motivo de los Juegos Olímpicos. Las ventas se reducen un 33,3%. A pesar de que los mercados residencial y comercial, que son los que mayor margen aportan, crecen en conjunto un 5,3% y el mercado de Gas Natural Vehicular (GNV) un 2,9%, por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos, la crisis económica impacta en la caída de las ventas del mercado industrial (-14,1%) y de los mercados de generación y ATR (-43,8%), por una menor utilización de las térmicas junto al incremento del nivel de agua de los pantanos, que a cierre de junio se sitúa en el 56,02%, debido a las fuertes lluvias del primer trimestre de 2016.

- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 10,4% debido principalmente al mayor volumen industrial (+20,3%) por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico-comercial alcanza los 57.547 clientes en el período, experimentando un aumento del 10,9% respecto al mismo período de 2015 principalmente por mayores puestas en servicio por nueva edificación y por saturación.

Los negocios no regulados de Colombia presentan una evolución positiva frente a 2015, con un incremento del 44,0% en el margen aportado, especialmente en soluciones energéticas, con un aumento del 16,3% en contratos en operación. En el mercado residencial y pymes destaca el crecimiento en el número de aparatos vendidos, que alcanza el 42,3%.

- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos. Las ventas de gas crecen en todos los mercados, destacando un incremento del 2,6% en el mercado doméstico/comercial y un 5,5% y 1,5% en los sectores industrial y ATR respectivamente.

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

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 15.078 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial-comercial (2,7%) e industrial (2,7%) respecto al primer semestre de 2015. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento industrial (23%), residencial-comercial (17%) y generación eléctrica (17%), mientras que los ATR presentan un crecimiento de 7% respecto al mismo período del ejercicio anterior.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos, si bien nuevos retrasos en la construcción de infraestructura de terceros, aplazan el inicio de operaciones hasta el primer trimestre de 2017.

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

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

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
206	205	0,5	Importe neto de la cifra de negocios	416	409	1,7
-	-1	-	Aprovisionamientos	-	-1	-
-23	-21	9,5	Gastos de personal, neto	-45	-46	-2,2
-32	-36	-11,1	Otros gastos/ingresos	-68	-73	-6,8
151	147	2,7	EBITDA	303	289	4,8
-54	-52	3,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-110	-107	2,8
1	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
98	95	3,2	Resultado de explotación	193	182	6,0

Las Órdenes Ministeriales de la retribución de distribución (IET/980/2016) y del transporte (IET/981/2016), remitidas en el mes de junio de 2016, establecen la retribución para la actividad de transporte y distribución para la distribuidora de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la nueva metodología de cálculo de la retribución de distribución y transporte recogida en los Reales Decretos (RD) 1048/2013 y 1047/2013, de 27 de diciembre.

El EBITDA del primer semestre de 2016 alcanza los €303 millones con un aumento del 4,8% con respecto al mismo período de 2015. El importe neto de la cifra de negocio es de €416 millones, superior en un 1,7% respecto al mismo período de 2015, por aplicación de los RD anteriormente citados y el devengo de las inversiones puestas en servicio.

4.2.1.2. Principales magnitudes

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
7.707	7.613	1,2	Ventas - ATR (GWh)	15.934	16.188	-1,6
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.692	3.676	0,4
-	-	-	TIEPI (minutos)	26	20	30,0

La energía suministrada disminuye en un -1,6%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en junio de 2016 en 121.779 GWh lo que supone una disminución del -0,3% según balance de Red Eléctrica de España (REE). En términos interanuales la disminución es de un -0,2% vs +0,7% de la demanda nacional.

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en el primer semestre de 2016 y registran un incremento neto interanual de 16.520 puntos de suministro.

Con respecto al TIEPI, se sitúa por encima del año anterior penalizado principalmente en el mes de enero y primera quincena de febrero del presente año por los fuertes temporales de viento y lluvia en la zona de Galicia, más afectada por su orografía.

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

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
50	46	8,7	Importe neto de la cifra de negocios	119	129	-7,8
-34	-34	-	Aprovisionamientos	-86	-103	-16,5
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-3	-3	-
-3	-3	-	Otros gastos/ingresos	-5	-5	-
12	8	50,0	EBITDA	25	18	38,9
-2	-2	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-3	-3	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
10	6	66,7	Resultado de explotación	22	15	46,7

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

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

4.2.2.2. Principales magnitudes

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
611	627	-2,6	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.316	1.358	-3,1
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	873	861	1,4

En 2016 continua el plan de mejora de la gestión en relación con los procesos asociados al control de energía que circula por las redes de distribución, los procesos operativos asociados al ciclo de la gestión comercial y la optimización de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, siendo los aspectos más relevantes:

- La energía suministrada presenta un decremento de 3,1% en el primer semestre de 2016 por una disminución del consumo debido a una climatología más favorable para este período en comparación con el mismo período del año anterior y por el descenso del crecimiento económico en el país.
- Los puntos de suministro alcanzan los 873.062, lo que supone un crecimiento del 1,4% respecto al mismo período del 2015 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.
- Las pérdidas de red presentan una evolución positiva por las actuaciones realizadas para reducción de las mismas vía inversiones en las instalaciones y lucha contra el fraude de energía.

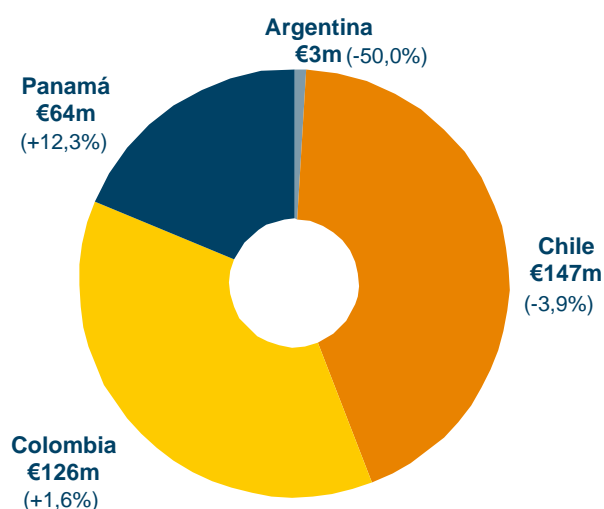
4.2.3. Latinoamérica

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

4.2.3.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
1.152	1.175	-2,0	Importe neto de la cifra de negocios	2.305	2.308	-0,1
-832	-858	-3,0	Aprovisionamientos	-1.696	-1.683	0,8
-52	-51	2,0	Gastos de personal, neto	-100	-104	-3,8
-82	-90	-8,9	Otros gastos/ingresos	-169	-181	-6,6
186	176	5,7	EBITDA	340	340	-
-38	-38	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-76	-76	-
-58	-37	56,8	Provisiones de morosidad	-85	-63	34,9
90	101	-10,9	Resultado de explotación	179	201	-10,9

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €340 millones en línea con el obtenido el mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 11,5%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €126 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 21,0% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este crecimiento responde fundamentalmente a los mayores ingresos por cargo de comercialización.

El EBITDA del año 2016 del negocio de Panamá alcanzó los €64 millones, sin efecto tipo de cambio en el periodo, lo que supone un incremento del 12,3%.

Esta variación es motivada principalmente por la mayor demanda (+8,1%) y los efectos positivos en el precio.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €150 millones, registrando un incremento de €6 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio. Dicho incremento se origina en el negocio de distribución eléctrica en Chile principalmente por el crecimiento de las ventas físicas, mayor actividad en servicio a terceros y reducción de gastos operacionales por ejecución de planes de eficiencia, junto con mayores retiros de energía en el sector de transmisión.

4.2.3.2. Principales magnitudes

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
8.565	8.401	2,0	Ventas actividad de electricidad (GWh)	17.435	16.838	3,5
8.039	7.938	1,3	Ventas de electricidad a tarifa	16.325	15.906	2,6
526	463	13,6	ATR	1.110	932	19,1
45	46	-2,2	Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.181	5.982	3,3

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 17.435 GWh, con un incremento del 3,5%, generado por el crecimiento de la demanda, fundamentalmente en Panamá y Colombia.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes del 3,3%.

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2016 son las siguientes:

	Argentina	Chile	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	997	7.300	6.619	2.519	17.435
Incremento vs. 1S 2015 (%)	6,3	2,2	3,6	6,3	3,5
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	218	2.746	2.614	603	6.181
Incremento vs. 30/06/2015, en miles	5	71	88	35	199

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

Transmisión de electricidad en Chile

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
3.602	3.585	0,5	Energía transportada (GWh)	7.531	7.446	1,1
-	-	-	Red de transporte (km)	3.528	3.495	0,9

La energía transportada en Chile registra un incremento de 1,1% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la mayor demanda de electricidad durante el primer semestre del ejercicio. La red de transporte alcanzó a 3.528 km, presentando un incremento de 33 km en relación al cierre del segundo trimestre de 2015.

4.3. Gas

4.3.1. Infraestructuras

Incluye la operación del gasoducto del Magreb-Europa, la gestión del transporte marítimo, el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado (GNL) y la exploración, desarrollo, producción y almacenamiento de hidrocarburos.

4.3.1.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
79	81	-2,5	Importe neto de la cifra de negocios	159	157	1,3
-1	-1	-	Aprovisionamientos	-1	-2	-50,0
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-2	-2	-
-6	-7	-14,3	Otros gastos/ingresos	-10	-10	-
71	72	-1,4	EBITDA	146	143	2,1
-20	-19	5,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-39	-39	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
51	53	-3,8	Resultado de explotación	107	104	2,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2016 alcanza los €159 millones, con un aumento del 1,3%.

El EBITDA se eleva hasta los €146 millones, un 2,1% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa.

4.3.1.2. Principales magnitudes

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

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
28.136	27.088	3,9	Transporte de gas - EMPL (GWh)	52.299	51.154	2,2
10.506	10.400	1,0	Portugal-Marruecos	19.988	16.976	17,7
17.630	16.688	5,6	España (Gas Natural Fenosa)	32.311	34.178	-5,5

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 52.299 GWh, un 2,2% superior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 32.311 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 19.988 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 2016 ascienden a 3.757 GWh.

Por lo que se refiere a la actividad de almacenamiento de gas, la capacidad de operación propia actual asciende a 916 GWh. Actualmente se encuentran en distintas fases de tramitación cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir.

4.3.2. Aprovisionamientos y comercialización

Este epígrafe agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas mayorista tanto en el mercado liberalizado español como fuera de España, la actividad de comercialización de gas y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en el mercado liberalizado en España e Italia y la comercialización de gas a tarifa de último recurso (TUR) en España.

4.3.2.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
1.831	2.234	-18,0	Importe neto de la cifra de negocios	4.368	5.834	-25,1
-1.623	-1.949	-16,7	Aprovisionamientos	-3.936	-5.221	-24,6
-18	-16	12,5	Gastos de personal, neto	-37	-33	12,1
-64	-65	-1,5	Otros gastos/ingresos	-118	-125	-5,6
126	204	-38,2	EBITDA	277	455	-39,1
-6	-6	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-13	-12	8,3
-11	-14	-21,4	Provisiones de morosidad	-23	-31	-25,8
109	184	-40,8	Resultado de explotación	241	412	-41,5

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €4.368 millones y disminuye un 25,1% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €277 millones lo que supone una disminución del 39,1% siguiendo la tendencia del ajuste de precios energéticos soportado durante el período.

4.3.2.2. Principales magnitudes

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

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
66.199	67.873	-2,5	Suministro de gas (GWh)	142.224	143.430	-0,8
35.350	37.410	-5,5	España	72.836	78.394	-7,1
26.723	27.393	-2,4	Comercialización Gas Natural Fenosa	54.314	57.545	-5,6
8.627	10.017	-13,9	Aprovisionamiento a terceros	18.522	20.849	-11,2
30.849	30.463	1,3	Internacional	69.388	65.036	6,7
14.929	10.774	38,6	Comercialización Europa	35.324	27.075	30,5
15.920	19.689	-19,1	Resto exterior	34.064	37.961	-10,3

Comercialización mayorista

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 142.224 GWh y disminuye un 0,8%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en España (-7,1%).

En un escenario de debilidad de la demanda por la climatología, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 72.836 GWh, un 7,1% inferior al mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 69.388 GWh en el primer semestre de 2016 con un incremento del 6,7% con respecto al mismo período de 2015, destacando el impulso de la comercialización a cliente final en el resto de Europa.

En relación al mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, continúa el proceso de consolidación de productos DA (Day-Ahead: entrega física al día siguiente) y WD (Within Day: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por la venta del gas de operación del sistema gasista, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado. Adicionalmente, en el segundo trimestre se ha realizado la primera transacción con productos entrega física al mes siguiente y se ha impulsado su liquidez a través de la venta del gas talón para las infraestructuras y del gas colchón para llenado del almacenamiento subterráneo de Yela.

Se ha producido la subasta anual de contratación de capacidad de almacenamiento subterránea para el período de abril de 2016 a marzo de 2017. La cantidad disponible para contratar ascendía a 31,2 TWh tanto para reservas estratégicas como operativas. Gas Natural Fenosa se ha adjudicado el 47% de la cantidad contratada, manteniendo su compromiso con la seguridad de suministro a sus clientes y al sistema gasista español.

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

Las ventas realizadas en Francia en el primer semestre de 2016 alcanzan los 22,9 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 6,2 TWh en el mismo período.

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia donde ha vendido un volumen de 3,5 TWh a cierre del período.

En Portugal, Gas Natural Fenosa continúa como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, manteniendo su posición como primer operador extranjero del país. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 17%.

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

Comercialización minorista

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

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
-	-	-	Contratos minoristas (España) (a 30/06)	11.681.510	11.876.337	-1,6
-	-	-	Contratos de energía	8.865.202	8.978.651	-1,3
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.816.308	2.897.618	-2,8
-	-	-	Contratos por cliente (España)	1,51	1,54	-1,9
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	55,9	58,0	-2,1 p.p.
4.833	3.722	29,8	Comercialización minorista (GWh)	18.735	19.795	-5,4
4.535	3.184	42,4	España	16.850	17.700	-4,8
298	538	-44,6	Italia	1.885	2.095	-10,0

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 12,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 560.000 son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 428.000 contratos de comercialización de gas y 42.000 contratos de comercialización de electricidad, siendo 22.000 de ellos clientes duales. Así mismo, 89.000 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 762.000 nuevos contratos en 2016.

En el mercado residencial se consolida con más de 15.000 contratos la comercialización del Servicio Protección de Facturas cuya contratación garantiza el pago de las facturas de energía y/o servicios que tenga contratado en caso de que al cliente le sobrevenga una de las situaciones imprevistas cubiertas por el servicio.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 21.000 contratos.

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

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

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 primer semestre de 2016 dispone de un total de 47 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 29 estaciones son de acceso público, mientras que 18 son de acceso privado.

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 2016 ha alcanzado un volumen de 17.083 GWh frente a 16.479 GWh registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado un volumen de gas de 10.792 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 9.588 GWh en el primer semestre de 2015.

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

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
1.236	1.318	-6,2	Importe neto de la cifra de negocios	2.573	2.837	-9,3
-884	-976	-9,4	Aprovisionamientos	-1.834	-2.082	-11,9
-34	-33	3,0	Gastos de personal, neto	-68	-65	4,6
-147	-165	-10,9	Otros gastos/ingresos	-295	-333	-11,4
171	144	18,8	EBITDA	376	357	5,3
-133	-134	-0,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-263	-260	1,2
-9	-14	-35,7	Provisiones de morosidad	-20	-20	-
29	-4	-825,0	Resultado de explotación	93	77	20,8

⁴ Magnitudes al 100%

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €2.573 millones, con una disminución del 9,3% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €376 millones con un incremento del 5,3% debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del pool entre los períodos que se comparan.

En el conjunto nacional la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el segundo trimestre del año los 59.807 GWh, un 1,5% superior a la del mismo trimestre de 2015, rompiendo la tendencia negativa de los dos últimos trimestres. La evolución mensual del trimestre presenta unas variaciones de +6,3%, -0,6%, y -0,9%.

En el conjunto del año la demanda presenta un crecimiento nulo. La demanda del año corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presentaría un aumento del 0,1%.

En el segundo trimestre de 2016, la máxima potencia horaria se alcanzó el 28 de junio con 35.850 MW, cifra inferior a los 37.259 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (30 de junio de 2015) y muy lejos de los 40.934 MW de máxima de verano en 2010.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (1.745 GWh) en el segundo trimestre del año, frente a los 114 GWh exportados en el mismo trimestre del año anterior. En el primer semestre del año el saldo es de 3.728 GWh importados, frente a los 1.329 GWh exportados en el mismo período del año anterior, cifras afectadas, sin duda, por la entrada en explotación comercial en el mes de octubre de 2015 de la nueva interconexión con Francia y por los mayores precios del mercado en comparación con el resto de Europa.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre 1.293 GWh, un 31,5% más que en el mismo trimestre de 2015, en el que se bombearon 983 GWh. En el conjunto del año el consumo de bombeo alcanza los 3.496 GWh, un 40,6% más que en el primer semestre de 2015, como consecuencia de los bajos precios del mercado en comparación con los del pasado año.

La generación neta nacional, con 59.673 GWh producidos, presenta una disminución del 1,1% en el segundo trimestre del año. En valores acumulados la disminución es del 3,2%.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior la generación renovable (incluyendo hidráulica) ha aumentado un 20,1%. En valores acumulados el incremento es del 14,7%, cubriendo en su conjunto el 49,8% de la demanda, seis puntos más que en el mismo período de 2015.

La generación eólica prácticamente no ha variado en el trimestre. Disminuye un 0,1% respecto al mismo período del año anterior con aumentos del 13% en abril y junio y descenso del 19% en mayo. En el primer semestre del 2016 el aumento de producción eólica es del 4,9%. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 23,2%, un punto más que en 2015.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre un aumento del 37,7% con disminuciones en las tecnologías solar térmica (-3,8%), solar fotovoltaica (-5,6%) y térmica renovable (-11,3%), compensados todos ellos por el importante aumento de la hidráulica, principalmente la generación hidráulica convencional que ha registrado un incremento en el trimestre del 64,4%. En valores acumulados respecto a 2015 se aprecia en el año un aumento del 24,9% con disminuciones en todas las tecnologías excepto la hidráulica.

La energía hidráulica producible del segundo trimestre de 2016 viene caracterizada por los meses de abril y mayo de 2016 con probabilidades del 4% y 6% respectivamente. En términos anuales, el 2016 se puede calificar como muy húmedo con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 11%, es decir, estadísticamente 11 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado una disminución en el trimestre del 15,8% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en todas las tecnologías, excepto la nuclear y la térmica no renovable. El hueco térmico ha disminuido en este trimestre un 47,6%, con una cobertura inferior en trece puntos a la del mismo trimestre de 2015 (14,3% vs 27,6%). En términos acumulados la energía no renovable disminuye un 16,1% y el hueco térmico pasa de cubrir el 26,2% del primer semestre de 2015 al 15,5% en este semestre de 2016.

La generación nuclear ha aumentado un 14,6% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones. En el conjunto del año la producción nuclear aumenta un 1,4%.

La generación con carbón ha presentado una disminución del 64,2% en el trimestre, por lo que el descenso en el primer semestre del año es del 53,4%. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro durante 2016 ha sido del 9% frente al 34,7% de utilización del resto del carbón.

En el segundo trimestre de 2016 los ciclos combinados disminuyen su producción un 11,7% respecto al mismo período de 2015, llevando la disminución anual hasta el 15,6%. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 7,6%, 0,9 puntos por debajo de la del mismo trimestre de 2015. En el semestre la cobertura de esta tecnología es del 7,4%, 1,3 puntos menos que en 2015.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 2,1% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2015. En el año aumenta un 1,3%.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 30,28 €/MWh, 19,32 €/MWh por debajo del precio del mismo trimestre de 2015 y un 3% inferior del precio del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 5,53 €/MWh del 8 de mayo y los 45,97 €/MWh del 7 de junio. En el conjunto del año el precio medio ponderado se sitúa en los 30,79 €/MWh, sensiblemente inferior a los 48,48 €/MWh que se daban en 2016 a estas fechas.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 33,94 \$/bbl de promedio en el primer trimestre de 2016 hasta 45,59 \$/bbl (+34,3%) continuando con la recuperación iniciada a comienzos de año. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha aumentado 3 \$/t de en el trimestre, pasando de 45,28 \$/t de media del primer trimestre de 2016 a 48,27 \$/t en el segundo trimestre, rompiendo la tendencia de bajada que presentaba desde hace más de dos años tras la pausa del tercer trimestre de 2014. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado de promedio en el trimestre en 5,76 €/t (vencimiento en 2016), superior en un 3,0% a la media del anterior trimestre, aunque con un brusco descenso (más de un euro de caída) en la última semana de junio.

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

	30/06/16	30/06/15	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	12.714	12.145	4,7
Generación	11.569	11.226	3,1
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.065	-2,7
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y cogeneración	1.145	919	24,6
Eólica	977	752	29,9
Minihidráulicas	110	110	-
Cogeneración y otras	58	57	1,8

El pasado 17 de mayo el Operador de Mercado ha dado definitivamente de baja el Grupo 1 de la central térmica de Narcea.

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
5.685	6.539	-13,1	Energía eléctrica producida (GWh)	12.767	14.663	-12,9
5.068	6.064	-16,4	Generación	11.270	13.581	-17,0
1.351	427	-	Hidráulica	3.244	1.824	77,9
1.012	897	12,8	Nuclear	2.104	2.119	-0,7
414	1.572	-73,7	Carbón	936	2.971	-68,5
2.291	3.168	-27,7	Ciclos combinados	4.986	6.667	-25,2
617	475	29,9	Renovable y cogeneración	1.497	1.082	38,4
441	362	21,8	Eólica	1.135	818	38,8
160	103	55,3	Minihidráulicas	334	243	37,4
16	10	60,0	Cogeneración y otras	28	21	33,3
9.112	8.216	10,9	Ventas de electricidad (GWh)	18.107	17.394	4,1
7.928	7.039	12,6	Mercado liberalizado	15.422	14.565	5,9
1.184	1.177	0,6	PVPC/Regulado	2.685	2.829	-5,1
-	-	-	Cuota mercado generación	15,7	17,6	-1,9 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 5.685 GWh durante el segundo trimestre de 2016, cifra inferior en un 13,1% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 5.068 GWh corresponden a generación tradicional, con un 16,4% de disminución respecto al mismo período del año anterior. En lo que va de año la disminución de la energía producida es del 12,9% en conjunto, y de la generación tradicional en particular del 17,0%

En las cuencas hidrológicas en las que opera Gas Natural Fenosa, el año de 2016 muestra una característica de año húmedo, con un PSS del 27%, con especial relevancia de los meses de mayo y junio (16% y 18% de PSS respectivamente).

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 55% de llenado, seis puntos más que el trimestre anterior, siete puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2015 y más del doble que a comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 12,8% en el segundo trimestre. En valores acumulados esta tecnología presenta una disminución del 0,7% respecto a 2015, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 414 GWh frente a los 1.572 GWh del mismo trimestre del pasado año, un 73,7% de disminución. En lo que va de 2016 la producción con carbón es un 68,5% menor a la del primer semestre de 2015, con una utilización del 11% en el conjunto las instalaciones.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante este segundo trimestre de 2016 ha alcanzado la cifra de 2.291 GWh, un 27,7% inferior a la del mismo período de 2015. En el año la disminución se sitúa en el 25,2%, no obstante, la utilización de esta tecnología, el 16%, es el doble que la del conjunto del sector.

En el segundo trimestre de 2016, las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 1,3 millones de toneladas frente a los 2,8 millones de toneladas del mismo período del año 2015. El dato acumulado en el primer semestre del 2016 es de 2,9 millones de toneladas de CO₂ (-2,6 millones de toneladas respecto al mismo período del año anterior).

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

Finalmente, la cuota de mercado de Generación acumulada a 30 de junio de 2016 de Gas Natural Fenosa es del 15,7%, inferior en 1,9 puntos a la del mismo período de 2015.

Respecto de la generación renovable y la cogeneración destacar dos hechos relevantes en 2016:

- Gas Natural Fenosa Renovables ha inscrito un total de 13 proyectos eólicos que suman 65 MW dentro del cupo máximo de 450 MW que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo abrió para las Islas Canarias y que contará con un régimen retributivo especial, siendo la empresa con mayor participación en el cupo. En Gran Canaria Gas Natural Fenosa Renovables ha inscrito una potencia de 45 MW, que corresponde a 10 proyectos y los 3 restantes están ubicados en Fuerteventura. Ahora se continuará con el proceso de obtención del resto de las autorizaciones necesarias para la construcción de los parques eólicos, con el objetivo de ponerlos en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 2018, límite establecido para los proyectos incluidos en el cupo.
- Gas Natural Fenosa Renovables inició en el mes de junio de 2016 los trabajos de repotenciación del Parque Eólico de Cabo Vilano, ubicado en el Concello de Camariñas, que conllevará la instalación de dos nuevos aerogeneradores, de 3 MW de potencia cada uno. Estas dos máquinas sustituyen a los 22 molinos originales, que ya fueron retirados. Este proyecto supone la primera repotenciación de un parque eólico en Galicia, y se prevé finalizar su construcción en el tercer trimestre de este año.

La producción de generación renovable y cogeneración del segundo trimestre ha sido superior a la alcanzada en el mismo período del año 2015 (617 GWh frente a 475 GWh). Este incremento se debe, por un lado a la incorporación de la producción de los parques adquiridos por la compra de Gecal Renovables (77 GWh), y por otro al mayor índice de hidráulicidad de este trimestre de 2016 (57 GWh).

Por tecnologías, y eliminando el efecto de la incorporación de Gecalsa, la producción eólica mantiene los valores del mismo trimestre del año 2015 (365 GWh 2T16 frente a 362 GWh 2T15); en cuanto a la tecnología minihidráulica, se ha alcanzado una producción en este segundo trimestre de 2016 de 160 GWh (por encima de los 103 GWh del mismo período de 2015).

Gas Natural Fenosa Renovables a 30 de junio de 2016 tiene una potencia total instalada en operación de 1.145 MW consolidables, de los cuales 977 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica, que incluye la potencia de las plantas de cogeneración en situación de liquidación (43 MW).

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del segundo trimestre de 2016 han alcanzado la cifra de 9.112 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización PVPC, con un aumento del 10,9% respecto al mismo trimestre de 2015. En el conjunto del año las ventas alcanzan los 18.107 GWh, un 4,1% más que en el acumulado de 2015. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de optimización de márgenes, de cuotas y del grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

4.4.2. Global Power Generation (GPG)

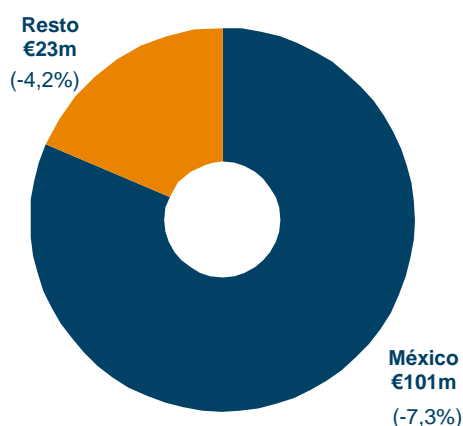
GPG integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Costa Rica, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

4.4.2.1. Resultados

2T16	2T15	%	(€ millones)	1S16	1S15	%
178	196	-9,2	Importe neto de la cifra de negocios	353	409	-13,7
-86	-103	-16,5	Aprovisionamientos	-166	-216	-23,1
-12	-10	20,0	Gastos de personal, neto	-22	-19	15,8
-18	-23	-21,7	Otros gastos/ingresos	-41	-41	-
62	60	3,3	EBITDA	124	133	-6,8
-33	-29	13,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-65	-62	4,8
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
29	31	-6,5	Resultado de explotación	59	71	-16,9

El EBITDA de Global Power Generation en el primer semestre del año 2016 alcanza los €124 millones, con un decremento del 6,8% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a un menor EBITDA en México.

EBITDA por países



En México, el EBITDA disminuye un 7,3% debido, fundamentalmente, al menor resultado de las centrales por el menor cómputo de disponibilidad de los últimos doce meses afectada por el diferente calendario de mantenimientos, al efecto de los índices de referencia de los contratos y al menor precio del gas. Esto se compensa por el mayor resultado del parque eólico de Bii Hioxo, 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 11,9% como consecuencia del mayor coste de mantenimiento debido al diferente calendario de paradas.

El EBITDA de Panamá aumenta un 17,6% debido a la mayor hidráulidad en las zonas donde están ubicadas las centrales durante el segundo trimestre del año. Esto ha supuesto, adicionalmente, una menor compra de energía en el mercado para cubrir los compromisos contractuales.

El EBITDA de Costa Rica disminuye un 17,8% como consecuencia del menor despacho de agua por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y los menores ingresos por trabajos realizados a terceros que compensa la regularización de ingresos en La Joya, registrados durante el primer semestre de 2016, una vez finalizado el año hídrico contractual.

En Kenia el EBITDA aumenta un 14,6% respecto al mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento.

4.4.2.2. Principales magnitudes

Capacidad de generación eléctrica

	30/06/16	30/06/15	%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.702	2.707	-0,2
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	-	5	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

Energía eléctrica producida

2T16	2T15	%		1S16	1S15	%
4.417	3.976	11,1	Energía eléctrica producida (GWh)	8.657	8.425	2,8
3.888	3.453	12,6	México (CC)	7.509	7.213	4,1
125	150	-16,7	México (eólico)	387	454	-14,8
104	89	16,9	Costa Rica (hidráulica)	170	138	23,2
20	14	42,9	Panamá (hidráulica)	33	32	3,1
-	-	-	Panamá (fuel)	-	-	-
241	237	1,7	República Dominicana (fuel)	485	526	-7,8
39	33	18,2	Kenia (fuel)	73	62	17,7

Factor de disponibilidad (%)

	1S16	1S15	var p.p.
México (CC)	89,2	84,8	4,4
Costa Rica (hidráulica)	94,1	93,3	0,8
Panamá (hidráulica y fuel)	92,7	96,0	-3,3
República Dominicana (fuel)	89,5	94,4	-4,9
Kenia (fuel)	95,1	93,5	1,6

La producción de México es superior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia de la mayor duración de las paradas mayores de Tuxpan y Naco en 2015, de la operación a ciclo abierto del Grupo III de Tuxpan así como por los problemas derivados de la calidad del aprovisionamiento de gas durante el primer semestre del año anterior. Estos efectos se compensan por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos así como por la menor producción de Durango al realizar este año una parada por mantenimiento mayor. Los mantenimientos realizados en los diferentes años, inciden en un valor de disponibilidad superior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por la mayor producción de Torito que inició su operación en el segundo trimestre de 2015. La mayor disponibilidad es como consecuencia de los problemas de Torito durante el segundo trimestre de 2015 debido a la entrada de materiales extraños a la cámara espiral de las máquinas.

La producción en Panamá se encuentra en valores del año anterior siendo ligeramente superior por la mayor hidráulica ocurrida durante el segundo trimestre del año. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada.

La generación en República Dominicana disminuyó un 7,8% respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor generación hidráulica así como a la salida del sistema de Centrales más eficientes durante 2015.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada en el mismo período del año anterior en un 17,7%, alcanzando los 73 GWh. Este incremento se debe al mayor despacho en 2016, como consecuencia de la parada de algunas instalaciones hidráulicas del país por mantenimiento de las mismas.

Por último, en la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico (contabilizada por el método de la participación) la producción es superior en un 21,8% a la del año anterior, debido a que durante el primer trimestre de 2015 se realizó una parada mayor y la programada para el primer trimestre de 2016 se adelantó a finales de 2015 por los daños sufridos tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado disminuye respecto al mismo período del año anterior, debido a la menor venta de energía *spot* y a un menor ingreso de capacidad.

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 2016 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del año 2015 (comunicado el 19 de enero de 2016, número de registro 234097).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados correspondientes al año 2015 (comunicado el 3 de febrero de 2016, número de registro 234615).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al año 2015 (comunicado el 3 de febrero de 2016, número de registro 234616).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234700).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual sobre remuneraciones de los consejeros del ejercicio 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234701).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 (comunicado el 5 de febrero de 2016, número de registro 234703).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa acuerda modificar la propuesta de dividendo a someter a la Junta General Ordinaria que se celebrará el 4 de mayo, así como aprueba una política de dividendos para el período 2016-2018 (comunicado el 18 de marzo de 2016, número de registro 236519).
- El Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa convoca Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 4 de mayo de 2016 (comunicado el 31 de marzo de 2016, número de registro 236800).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €600 millones (comunicado el 12 de abril de 2016, número de registro 237306).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer trimestre de 2016 y del nuevo plan estratégico 2016-2018 (comunicado el 22 de abril de 2016, número de registro 237667).
- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 4 de mayo de 2016, número de registro 238151).
- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día de la Junta General (comunicado el 4 de mayo de 2016, número de registro 238169).
- Gas Natural Fenosa adelanta la presentación del día 11 de mayo de 2016 a las 9.00 (CET) para una mejor organización y desarrollo de la sesión (comunicado el 6 de mayo de 2016, número de registro 238267).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados del primer trimestre de 2016 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238459).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al primer trimestre de 2016 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238461).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de la visión estratégica 2016-2020 (comunicado el 11 de mayo de 2016, número de registro 238462).

- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la venta a Enagás de su participación en la Planta de GNL de Quintero (Chile) por 200 millones de dólares (comunicado el 30 de junio de 2016, número de registro 240328).
- Gas Natural Fenosa comunica que Gas Natural Fenosa Chile, S.A. ha lanzado una OPA por la totalidad de las acciones que no controla de Gas Natural Chile, S.A., según los términos del acuerdo alcanzado con el Grupo Pérez Cruz (GPC) el 18 de diciembre de 2015. (comunicado el 6 de julio de 2016, número de registro 240580).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer semestre de 2016 (comunicado el 12 de julio 2016, número de registro 240720).

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

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo en Chile en aplicación de la NIIF 5.

(€ millones)	1S16	1S15
Importe neto de la cifra de negocios	11.409	13.416
Aprovisionamientos	-7.556	-9.368
Margen bruto	3.853	4.048
Otros ingresos de explotación	131	129
Gastos de personal	-506	-505
Tributos	-236	-238
Otros gastos de explotación	-785	-814
EBITDA	2.457	2.620
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-868	-872
Dotación a provisiones	-142	-126
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.447	1.622
Resultado financiero	-415	-450
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-11	7
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.021	1.179
Impuesto sobre beneficios	-240	-288
Resultado operaciones interrumpidas	30	13
Participaciones no dominantes	-166	-153
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	645	751

Información económica por actividades

EBITDA

El EBITDA del año 2015 está re-expresado por discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile.

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	388	442			
España	215	209			
Italia	14	15			
Latinoamérica	159	218			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	319	349			
España	152	151			
Moldavia	13	12			
Latinoamérica	154	186			
GAS	226	197			
Infraestructuras	75	71			
Aprovisionamiento y comercialización	151	126			
ELECTRICIDAD	267	233			
España	205	171			
Global Power Generation	62	62			
RESTO	16	20			
TOTAL EBITDA	1.216	1.241			

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	417	464	449	421	1.751
España	214	222	229	207	872
Italia	16	17	17	16	66
Latinoamérica	187	225	203	198	813
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	316	331	339	360	1.346
España	142	147	162	156	607
Moldavia	10	8	6	14	38
Latinoamérica	164	176	171	190	701
GAS	322	276	213	270	1.081
Infraestructuras	71	72	73	77	293
Aprovisionamiento y comercialización	251	204	140	193	788
ELECTRICIDAD	286	204	262	250	1.002
España	213	144	196	188	741
Global Power Generation	73	60	66	62	261
RESTO	8	-4	24	56	84
TOTAL EBITDA	1.349	1.271	1.287	1.357	5.264

Inversiones materiales e intangibles

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	119	138			
España	66	66			
Italia	5	8			
Latinoamérica	48	64			
		-			
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	106	146			
España	45	61			
Moldavia	-	2			
Latinoamérica	61	83			
		-			
GAS	7	7			
Infraestructuras	1	1			
Aprovisionamiento y comercialización	6	6			
		-			
ELECTRICIDAD	30	46			
España	17	22			
Global Power Generation	13	24			
		-			
RESTO	4	26			
TOTAL	266	363			

(€ millones)	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
DISTRIBUCIÓN GAS	115	165	193	311	784
España	54	82	115	184	435
Italia	2	7	6	10	25
Latinoamérica	59	76	72	117	324
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	84	125	146	223	578
España	28	50	65	106	249
Moldavia	1	2	1	5	9
Latinoamérica	55	73	80	112	320
GAS	8	10	12	20	50
Infraestructuras	2	1	4	5	12
Aprovisionamiento y comercialización	6	9	8	15	38
ELECTRICIDAD	28	44	33	57	162
España	16	30	20	38	104
Global Power Generation	12	14	13	19	58
RESTO	15	28	38	112	193
TOTAL	250	372	422	723	1.767

Balance de situación consolidado

(€ millones)	30/06/16	30/06/15
Activo no corriente	38.329	39.817
Inmovilizado intangible	10.590	10.836
Inmovilizado material	23.626	24.423
Inversiones método participación	1.669	1.997
Activos financieros no corrientes	1.340	1.487
Activos por impuesto diferido	1.104	1.074
Activo corriente	9.714	8.602
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1.099	93
Existencias	721	807
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.849	5.200
Otros activos financieros corrientes	282	341
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.763	2.161
TOTAL ACTIVO	48.043	48.419

(€ millones)	30/06/16	30/06/15
Patrimonio neto	18.793	18.410
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.575	14.583
Participaciones no dominantes	4.218	3.827
Pasivo no corriente	20.653	23.375
Ingresos diferidos	846	832
Provisiones no corrientes	1.438	1.542
Pasivos financieros no corrientes	14.798	17.183
Pasivos por impuesto diferido	2.654	2.815
Otros pasivos no corrientes	917	1.003
Pasivo corriente	8.597	6.634
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	664	-
Provisiones corrientes	104	123
Pasivos financieros corrientes	3.884	1.833
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.549	3.752
Otros pasivos corrientes	396	926
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	48.043	48.419

Estado de flujos de efectivo consolidado

(€ millones)	1S16	1S15
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.799	1.611
Resultado antes de impuestos	1.021	1.179
Ajustes del resultado	1.240	1.234
Cash flow operativo	2.261	2.413
Cambios en el capital corriente	199	-123
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-661	-679
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-856	-745
Pagos por inversiones	-912	-982
Cobros por desinversiones	32	213
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	24	24
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-571	-2.217
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-51
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	501	-1.640
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	-1.026	-469
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-46	-57
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	1	-60
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	373	-1.411
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.390	3.572
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.763	2.161

Glosario de términos

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 periodo / 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
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – Gastos de personal activados

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