



Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2017

1. Situación de la entidad

Gas Natural Fenosa posee un modelo de negocio caracterizado por realizar una gestión responsable y sostenible de todos los recursos de los que se sirve. El compromiso con la sostenibilidad y con la creación de valor a lo largo del tiempo, se concreta en la política de responsabilidad corporativa, aprobada por el Consejo de Administración, presente en todo el proceso de negocio de la compañía que asume siete compromisos de responsabilidad corporativa con sus grupos de interés y que guían su forma de actuar: compromiso con los resultados, orientación al cliente, protección del medio ambiente, interés por las personas, seguridad y salud, compromiso con la sociedad e integridad.

Gas Natural Fenosa es una compañía de energía integrada que suministra gas y electricidad a 22 millones de clientes. Su objetivo principal es proveer de energía a la sociedad para maximizar su desarrollo y su bienestar, convirtiendo la innovación, la eficiencia energética y la sostenibilidad en pilares fundamentales del modelo de negocio. Es líder en el sector energético y pionera en la integración del gas y la electricidad. Su negocio se centra en el ciclo de vida completo del gas, y en la generación, distribución y comercialización de electricidad. Además, desarrolla otras líneas de negocio, como los servicios energéticos, que favorecen la diversificación de las actividades y los ingresos, anticipándose a las nuevas tendencias del mercado, atendiendo las necesidades específicas de los clientes y ofreciéndoles un servicio integral no centrado únicamente en la venta de energía.

La presencia a lo largo de toda la cadena de valor del gas dota a Gas Natural Fenosa de una ventaja competitiva convirtiendo a la compañía en líder en el sector. La capacidad de gestión y experiencia en electricidad, junto con su posición única de integración del mercado de gas y electricidad, convierte a la compañía en referente en este sector. La presencia internacional garantiza una posición privilegiada para capturar el crecimiento de nuevas regiones en el proceso de desarrollo económico, convirtiéndola en uno de los principales operadores del mundo.

2. Evolución y resultado de los negocios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

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

Principales ratios financieros

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

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

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

Principales magnitudes físicas

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

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

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

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

³ Gasoducto Europa-Magreb.

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

2.3. Análisis de los resultados consolidados

Importe neto de la cifra de negocio

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

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

Ebitda

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

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

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

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

Resultado de explotación

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

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

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

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

Resultado financiero

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

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

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

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

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

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

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

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

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

Impuesto sobre beneficios

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

Participaciones no dominantes

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

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

Resultado neto

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

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

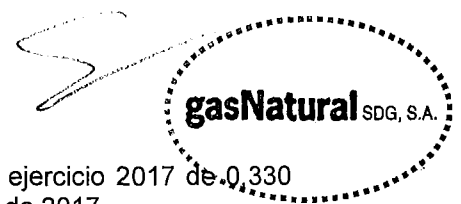
En el ámbito geográfico, las inversiones en el exterior aumentan en un 41,7% y representan un 60,4% del total, frente a un 49,9% en el año anterior.

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

Patrimonio neto y remuneración al accionista

La propuesta de distribución de resultados del ejercicio 2016 aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de abril de 2017 supone destinar 1.001 millones de euros a dividendos, el mismo importe que el año anterior. La propuesta supone el pago de un dividendo total de 1 euro por acción y representa un pay out del 74,3% con una rentabilidad por dividendos del 5,6% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2016 de 17,91 euros por acción.

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



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

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

Deuda y gestión financiera

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

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

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

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

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

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

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

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

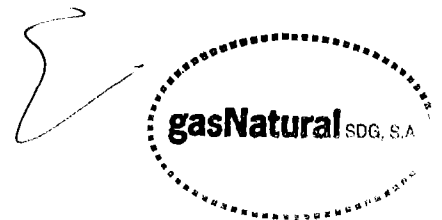
La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2017.

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

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

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

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



Principales operaciones financieras

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

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

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

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

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

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

Calificación crediticia

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

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

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2017 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 9.607 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	Límite	Dispuesto	Disponibilidad
Líneas de crédito comprometidas	7.656	469	7.187
Líneas de crédito no comprometidas	506	43	463
Préstamos no dispuestos	502	-	502
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-	-	1.455
Total	8.664	512	9.607

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

2.5. Análisis de resultados por segmentos

Distribución de gas

2.5.1 Distribución gas España

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

Resultados

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

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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



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

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

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

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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



2.5.3 Distribución gas Latinoamérica

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

Resultados

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

Distribución de electricidad

2.5.4 Distribución electricidad España

El negocio en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de Gas Natural Fenosa.

Resultados

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

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

2.5.5 Distribución electricidad Moldavia

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

Resultados

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

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

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

Resultados

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

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

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

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



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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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

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

Transmisión de electricidad en Chile

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

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

Gas

2.5.7 Infraestructuras

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

Resultados

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

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

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

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



Guadalquivir. Existen otros cuatro proyectos que se encuentran en distintas fases de tramitación.

2.5.8 Comercialización

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

Resultados

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

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

Entorno de mercado

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

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

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

Principales magnitudes

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

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

Comercialización de gas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de los clientes e incluso anticipándonos a ellas con la máxima eficacia, incorporando nuevas

funcionalidades en todos los canales digitales, como la contratación y la atención online, donde se alcanzan los 6 millones de consultas anuales.

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

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

Unión Fenosa Gas

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas (integrada por el método de la participación, magnitudes al 100%) en el primer semestre de 2017 ha alcanzado un volumen de 21.885 GWh frente a 17.083 GWh registrados el primer semestre del año anterior. Adicionalmente, en el primer semestre de 2017, se ha gestionado un volumen de gas de 12.537 GWh a través de operaciones de venta en distintos mercados internacionales, frente a 10.792 GWh en 2016.

Electricidad

2.5.9 Electricidad España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad en España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a precio voluntario pequeño consumidor (PVPC).

Resultados

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

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

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

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



Entorno de mercado

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El precio medio ponderado del mercado diario en el primer semestre se ha situado en 52,9 €/MWh, un 71,8% superior al del precio acumulado al 30 de junio de 2016.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.8.) ha sido la siguiente:

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

Principales magnitudes

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

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.716	12.714	-
Generación:	11.569	11.569	-
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.010	2.010	-
Ciclos combinados	7.001	7.001	-
Generación renovable y cogeneración:	1.147	1.145	0,2
Eólica	979	977	0,2
Minihidráulica	110	110	-
Cogeneración y otros	58	58	-
Energía eléctrica producida (GWh):	13.161	12.767	3,1
Generación:	11.895	11.270	5,5
Hidráulica	737	3.244	(77,3)
Nuclear	2.185	2.104	3,8
Carbón	2.832	936	202,6
Ciclos combinados	6.141	4.986	23,2
Generación renovable y cogeneración:	1.266	1.497	(15,4)
Eólica	987	1.135	(13,0)
Minihidráulica	240	334	(28,1)
Cogeneración y otros	39	28	39,3
Factor de disponibilidad Generación (%)	92,1	84,3	7,8 p.p.
Ventas de electricidad (GWh):	17.284	18.107	(4,5)
Mercado liberalizado	14.674	15.454	(5,0)
PVPC/Regulado	2.610	2.653	(1,6)
Cuota de mercado de generación	16,5	15,7	0,8 p.p.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

⁵ Gases de efecto invernadero.



2.5.10 Electricidad Internacional

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

Resultados

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

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

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

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

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

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

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

⁶ PPA: Power Purchase Agreement.



Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2017	2016	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.702	-
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	101	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	9.065	8.657	4,7
México (CC)	7.925	7.509	5,5
México (eólico)	306	387	(20,9)
Costa Rica (hidráulica)	196	170	15,3
Panamá (hidráulica)	38	33	15,2
República Dominicana (fuel)	466	485	(3,9)
Kenia (fuel)	134	73	83,6
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	95,6	89,2	6,4 p.p.
Costa Rica (hidráulica)	96,8	94,1	2,7 p.p.
Panamá (hidráulica)	90,1	92,7	-2,6 p.p.
República Dominicana (fuel)	92,1	89,5	2,6 p.p.
Kenia (fuel)	97,8	95,1	2,7 p.p.

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

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

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

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

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

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

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

3. Principales riesgos e incertidumbres

3.1. Riesgos operativos

3.1.1. Riesgo regulatorio

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están obligadas a cumplir con la normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor parte de los países en los que Gas Natural Fenosa realiza dicha actividad.

La normativa legal aplicable a los sectores de gas natural y de electricidad en los países en los que opera Gas Natural Fenosa está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes. La introducción de las referidas modificaciones podría incidir en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas, afectando de un modo adverso al negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

En caso de que los organismos públicos o privados que pudiera corresponder interpretaran o aplicaran de manera distinta al criterio de Gas Natural Fenosa la referida normativa, podría cuestionarse o recurrirse dicho cumplimiento y, de resultar probado cualquier incumplimiento, podría afectar de un modo material adverso al negocio, perspectivas, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

La gestión del riesgo regulatorio se basa en la comunicación fluida que Gas Natural Fenosa mantiene con los organismos reguladores. Adicionalmente, en el desempeño de las actividades reguladas, Gas Natural Fenosa ajusta sus costes e inversiones a las tasas de rentabilidad reconocidas para cada negocio.

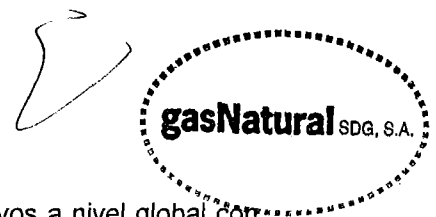
3.1.2. Riesgo de volúmenes de gas y electricidad

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

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

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

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



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

3.1.3. Riesgo operacional

a) Riesgos asegurables

Las actividades de Gas Natural Fenosa están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Gas Natural Fenosa o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Gas Natural Fenosa pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que Gas Natural Fenosa podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Gas Natural Fenosa opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Gas Natural Fenosa elabora planes de mejora continua que permitan reducir la frecuencia y severidad de potenciales incidencias. Entre otras, se han desarrollado unidades específicas de supervisión de activos enfocadas a intensificar el mantenimiento preventivo y predictivo. Adicionalmente, la política de cobertura mediante seguros se basa en la optimización del coste total del riesgo.

b) Imagen y reputación

Gas Natural Fenosa está expuesta a la opinión y percepción proyectada sobre diferentes grupos de interés. Dicha percepción puede verse deteriorada por eventos tanto producidos por la compañía como por terceros sobre los que se tenga poco o ningún control, produciéndose un efecto contagio de la reputación soberana o sectorial sobre la compañía. En caso de producirse dicho deterioro, a medio plazo podría implicar un perjuicio económico derivado de mayores exigencias por parte de los reguladores, mayores costes de financiación o mayores esfuerzos comerciales en la captación de clientes.

Gas Natural Fenosa realiza una labor activa en la identificación y seguimiento de potenciales eventos reputacionales y grupos de interés afectados. Adicionalmente, la transparencia forma parte de su política de comunicación.

c) Medioambiente

Las actividades de Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección medioambiental.

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección medioambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto medioambiental, la obtención de las

pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros:

- Que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan;
- Que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costes o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

Para mitigar este riesgo, Gas Natural Fenosa ha adoptado un sistema de gestión integral ambiental y dispone de planes de emergencia en instalaciones con riesgo de accidente con impacto en el medioambiente. Adicionalmente, se contratan pólizas de seguro específicas para la cobertura de esta tipología de riesgos.

d) Cambio climático

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de sequía.

Las políticas y medidas establecidas a nivel europeo con objeto de combatir el cambio climático podrían afectar al resultado de Gas Natural Fenosa, en caso de alterar la competitividad del mix de generación de la compañía.

Gas Natural Fenosa participa en distintos grupos de trabajo a nivel europeo que le permiten adaptar anticipadamente su estrategia a los nuevos desarrollos normativos. Adicionalmente, participa en proyectos de desarrollo limpio orientados a reducir las emisiones de CO₂.

e) Exposición geopolítica

Gas Natural Fenosa cuenta con intereses en países con distintos entornos políticos, económicos y sociales, destacando dos áreas geográficas principales:

- **Latinoamérica**

Una parte importante del resultado operativo de Gas Natural Fenosa es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- Importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- Significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- Altos niveles de inflación;
- Devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- Controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- Entorno cambiante de los tipos de interés;
- Cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- Cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- Tensiones sociales e
- Inestabilidad política y macroeconómica.

- Oriente Próximo y Magreb

Gas Natural Fenosa cuenta tanto con activos propios como con importantes contratos de suministro de gas procedente de distintos países del Magreb y Oriente Próximo, en particular Egipto. La inestabilidad política en la zona puede derivar tanto en daños físicos sobre activos de empresas participadas por Gas Natural Fenosa como en la obstrucción de las operaciones de dichas u otras empresas que impliquen una interrupción del suministro de gas del grupo.

Gas Natural Fenosa cuenta con una cartera diversificada tanto en países en los que desarrolla negocios de distribución de energía (Latinoamérica, Europa) como países de los que procede el aprovisionamiento de gas (Latinoamérica, África, Oriente Medio, Europa). Dicha diversificación permite minimizar el riesgo tanto de expropiación como de interrupción de suministro ante el efecto contagio de inestabilidad política entre países cercanos. Adicionalmente, existen pólizas de seguro específicas contratadas frente a los riesgos mencionados.

3.2. Riesgos financieros

Los riesgos de carácter financiero (tipo de interés, tipo de cambio, precio de las materias primas (*commodities*), riesgo de crédito, riesgo de liquidez) se desarrollan en la Nota 17 de la Memoria de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016.

3.3. Principales oportunidades

- Mix de generación: El parque de generación de Gas Natural Fenosa, dominado por centrales de ciclo combinado cuenta con la flexibilidad necesaria para adaptarse a distintas situaciones de mercado, resultando un activo valioso en el aprovechamiento de oportunidades relacionadas con la volatilidad de los precios y volúmenes demandados en los mercados de gas y electricidad.
- Generación internacional: Incremento de la capacidad de generación renovable a nivel internacional, dada la competitividad en costes de las energías renovables y la presencia de Gas Natural Fenosa en mercados en crecimiento.
- Evolución de los mercados de CO₂: Los distintos mecanismos propuestos por la Comisión Europea orientados a incrementar el coste de los derechos de emisión tienen como objeto desincentivar el uso de tecnologías más contaminantes para contrarrestar así el efecto del cambio climático. En esta situación, el parque de Gas Natural Fenosa sería más competitivo frente al carbón, pudiendo aflorar adicionalmente oportunidades en el mercado de emisiones.
- Portfolio de aprovisionamiento de gas natural y GNL: La gestión de gasoductos, la participación en plantas y la flota de buques metaneros permite cubrir las necesidades de los diferentes negocios del Grupo de manera flexible y diversificada, optimizando para los distintos escenarios energéticos. Concretamente, la flota de buques metaneros convierte a Gas Natural Fenosa en uno de los mayores operadores de GNL en el mundo y referente en la cuenca Atlántica y Mediterránea.
- Equilibrada posición estructural en negocios y áreas geográficas, muchos de ellos con flujos estables, independientes del precio de las *commodities*, que permiten optimizar la captura de los crecimientos de demanda energética y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

4. Hechos posteriores

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

Glosario de términos

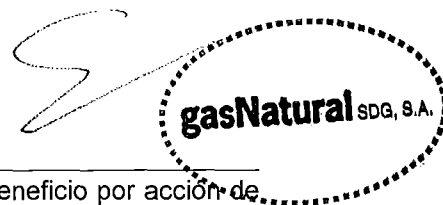


La información financiera de Gas Natural Fenosa contiene magnitudes y medidas elaboradas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de información del Grupo denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) que se consideran magnitudes ajustadas respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con las NIIF.

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

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

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



Relación cotización-beneficio (PER)	Cotización al cierre del período ⁽⁶⁾ / Beneficio por acción de los últimos cuatro trimestres ⁽⁶⁾
Valor empresa (EV)	Capitalización bursátil ⁽⁵⁾ + Deuda financiera neta ⁽⁵⁾
EV / Ebitda anualizado	Valor empresa ⁽⁵⁾ / Ebitda anualizado ⁽⁶⁾
Gasto de personal, neto	Gastos de personal – “Trabajos realizados para el inmovilizado” (Nota 12) ⁽⁴⁾
Otros gastos/ingresos	“Otros ingresos de explotación” ⁽²⁾ , “Otros gastos de explotación” ⁽²⁾ e “Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras” ⁽²⁾

- (1) Epígrafe del Balance de situación consolidado intermedio
- (2) Epígrafe de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada intermedia
- (3) Epígrafe del Estado de flujos de efectivo consolidado intermedio
- (4) Magnitud detallada en las Notas explicativas a los estados financieros intermedios resumidos consolidados
- (5) Magnitud detallada en las MAR
- (6) Magnitud descrita en el siguiente punto de este apartado

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

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

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

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

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

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