



Resultados primer trimestre 2016

11 de mayo de 2016

EL BENEFICIO NETO EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2016 ALCANZA LOS €329 MILLONES

- El beneficio neto del primer trimestre de 2016 se sitúa en €329 millones y desciende un 18,6% frente al del mismo período del año anterior.
- El EBITDA alcanza los €1.216 millones en el primer trimestre de 2016 y disminuye un 9,9% con respecto al del primer trimestre de 2015, una vez re-expresado por la discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile, condicionado por un entorno macroeconómico y energético muy exigente que ha afectado especialmente a la contribución de los negocios de aprovisionamiento y comercialización de gas y a los negocios de distribución de gas y electricidad de Latinoamérica.
- El impacto en el EBITDA de la depreciación de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación de los estados financieros es de €52 millones y ha sido causado fundamentalmente por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.
- El EBITDA, descontando el efecto de la depreciación de las monedas en su traslación a euros (€52 millones) así como una serie de impactos no recurrentes por regularizaciones regulatorias y de otros conceptos (€36 millones), hubiera decrecido solo un 3,4%. Descontando estos mismos efectos, el resultado neto del período descendería solo un 8,7%.
- El *brent* promedio¹ en el primer trimestre de 2016 desciende en un 46% respecto al del mismo período del año anterior. Sin embargo, el dólar no ha seguido la correlación inversa respecto al *brent* que había mitigado en parte el descenso del mismo en períodos anteriores (tipo cambio USD/€ desciende un 2% en el período). Estas circunstancias han afectado especialmente los resultados de aprovisionamiento y comercialización de gas en el primer trimestre de 2016 en comparación con el primer trimestre del año anterior.
- A 31 de marzo de 2016 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 45,9% frente al 47,7% en la misma fecha del año anterior y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,1 veces, frente a 3,5 veces en el primer trimestre de 2015 de forma que se consolida la fortaleza financiera pese al desfavorable entorno.
- El 13 de abril de 2016 se realizó una emisión de bonos en el euromercado, a través del programa EMTN, por importe de €600 millones y vencimiento en abril de 2026, con un cupón anual del 1,25%.
- La Junta General de Accionistas celebrada el pasado 4 de mayo de 2016 aprobó una distribución de resultados que supone destinar €1.001 millones a dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2015, un 10,1% más que el año anterior y que eleva a un 66,6% el *pay out* de Gas Natural Fenosa. Ello supone el pago de un dividendo de €1 por acción, del que ya se abonó un dividendo a cuenta de €0,4078 por acción el 8 de enero de 2016 y el €0,5922 por acción restante será abonado el 30 de junio de 2016 en efectivo.
- Asimismo, el consejo de administración aprobó una política de dividendos para el período 2016-2018 que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de €1 de dividendo por acción, ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso y que supondrá aproximadamente en torno a un 33% del dividendo total.

¹ Promedio semestral

1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

1.1.- Principales magnitudes económicas

Las cuentas de resultados en 2016 y 2015 están reexpresadas por discontinuidad del negocio de GLP en Chile, sin impacto en resultado neto.

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.954	7.167	-16,9
EBITDA	1.216	1.349	-9,9
Beneficio de explotación	724	854	-15,2
Resultado neto	329	404	-18,6
Flujos de efectivo actividades explotación	666	962	-30,8
Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
Cotización a 31/03 (€)	17,77	20,92	-15,1
Capitalización bursátil a 31/03	17.782	20.929	-15,1
Resultado neto por acción (€)	0,33	0,40	-18,6
Inversiones	276	294	-6,1
Patrimonio neto	18.671	19.017	-1,8
Deuda financiera neta (a 31/03)	15.817	17.331	-8,7

1.2.- Ratios

(cifras no auditadas)

	1T16	1T15
Endeudamiento ²	45,9%	47,7%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	6,5x	6,8x
Deuda financiera neta/EBITDA	3,1x	3,5x
PER	12,5x	14,3x
EV/EBITDA	6,5x	7,7x

Datos bursátiles y de balance a 31 de marzo.

² Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto).

1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución:

	1T16	1T15	%
Distribución de gas (GWh):	120.988	126.156	-4,1
Europa:	54.546	55.934	-2,5
ATR ³	54.546	55.934	-2,5
Latinoamérica:	66.442	70.222	-5,4
Ventas de gas a tarifa	36.498	41.202	-11,4
ATR	29.944	29.020	3,2
Distribución de electricidad (GWh):	17.802	17.743	0,3
Europa:	8.932	9.306	-4,0
Ventas de electricidad a tarifa	705	731	-3,6
ATR	8.227	8.575	-4,1
Latinoamérica:	8.870	8.437	5,1
Ventas de electricidad a tarifa	8.286	7.968	4,0
ATR	584	469	24,5
Transmisión de electricidad (GWh):	3.929	3.861	1,8
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 31/03):	13.260	12.905	2,8
Europa	5.744	5.695	0,9
Latinoamérica	7.516	7.210	4,2
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 31/03):	10.694	10.468	2,2
Europa	4.558	4.532	0,6
Latinoamérica	6.136	5.936	3,4
TIEPI en España (minutos)	17	10	70,0

Actividad de Gas:

	1T16	1T15	%
Comercialización mayorista (GWh):	76.025	75.557	0,6
España	37.486	40.985	-8,5
Resto ventas de gas	38.539	34.572	11,5
Comercialización minorista (GWh)	13.902	16.073	-13,5
Transporte de gas – EMPL (GWh)	24.163	24.066	0,4

³ Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

Actividad de Electricidad:

	1T16	1T15	%
Energía eléctrica producida (GWh):	11.322	12.573	-9,9
España:	7.082	8.124	-12,8
Generación:	6.202	7.518	-17,5
Hidráulica	1.893	1.397	35,5
Nuclear	1.092	1.222	-10,6
Carbón	522	1.399	-62,7
Ciclos combinados	2.695	3.500	-23,0
Renovable y cogeneración	880	606	45,2
Global Power Generation:	4.240	4.449	-4,7
México (CC)	3.621	3.760	-3,7
México (Eólico)	261	304	-14,1
Costa Rica (hidráulica)	67	49	36,7
Panamá (hidráulica)	13	18	-27,8
Panamá (fuel)	-	-	-
República Dominicana (fuel)	244	289	-15,6
Kenia (fuel)	34	29	17,2
Capacidad de generación eléctrica (MW):	15.471	14.803	4,5
España:	12.769	12.146	5,1
Generación:	11.624	11.226	3,5
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y cogeneración:	1.145	920	24,5
Global Power Generation:	2.702	2.657	1,7
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	-	5	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

2.1.- Cambios en el perímetro de consolidación

En el ejercicio 2016 no se han producido variaciones significativas en el perímetro de consolidación.

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

Además, si bien se trata de una transmisión sin pérdida de control y que por tanto continúa integrándose por integración global, en octubre de 2015 se produjo una variación en el porcentaje de participación de Global Power Generation, S.A., sociedad que integra los activos de generación internacional de Gas Natural Fenosa, que han pasado del 100% al 75%.

2.2.- Análisis de resultados

Con fecha 18 de diciembre de 2015 Gas Natural Fenosa que mantiene una participación de control a través de CGE del 56,62% en la sociedad chilena Gasco, S.A., cabecera de los negocios de gas natural y gas licuado del petróleo, firmó un acuerdo con un grupo de accionistas que mantiene una participación del 21,9% en Gasco, S.A., denominado Familia Pérez Cruz, para la división de la sociedad Gasco, S.A. en dos empresas, una dedicada al negocio del gas natural que permanecerá bajo el control de Gas Natural Fenosa, y la otra al negocio del gas licuado del petróleo, en la que la Familia Pérez Cruz adquirirá el control. Una vez materializada la división, cada una de las partes lanzará una oferta pública de adquisición de acciones para adquirir el control o incrementar su participación hasta un máximo del 100%, en su sociedad, con el fin de desarrollar su propio proyecto independiente. Ambas partes se han comprometido a acudir con sus participaciones a la oferta pública.

Como consecuencia del acuerdo anterior, a 31 de diciembre 2015 los activos netos de este negocio fueron considerados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta, en aplicación de la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas".

Por otro lado, se consideró que se trata de una operación interrumpida al ser un componente clasificado como mantenido para la venta que representa una línea de negocio significativa y separada del resto. Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 5, se presenta en la cuenta de resultados consolidada el resultado procedente de las operaciones interrumpidas en una única línea separada del resto y se presenta del mismo modo la información comparativa del periodo anterior re-expresada, sin impacto alguno en el resultado neto.

La mencionada división de Gasco, S.A. fue aprobada por la Junta Extraordinaria de accionistas de la sociedad celebrada el 30 de marzo de 2016.

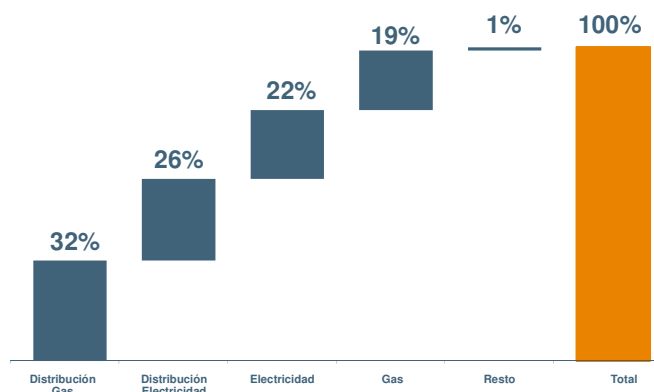
2.2.1.- Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de marzo de 2016 asciende a €5.954 millones y registra un descenso del 16,9% respecto al mismo periodo del año anterior, en gran medida debido a la disminución de los precios de las *commodities* respecto el mismo periodo del año anterior.

2.2.2.- EBITDA y Resultado de explotación

El EBITDA consolidado del primer trimestre del año 2016 disminuye en €133 millones y alcanza los €1.216 millones, con una disminución del 9,9% respecto al primer trimestre de 2015, una vez re-expresado por discontinuidad del negocio de gas licuado del petróleo en Chile.

Contribución al EBITDA por actividades



La evolución de las monedas en su traslación a euros en el proceso de consolidación ha tenido un impacto negativo en el EBITDA del primer trimestre de 2016 de €52 millones respecto al primer trimestre de 2015, causado fundamentalmente por la depreciación del peso colombiano y del real brasileño.

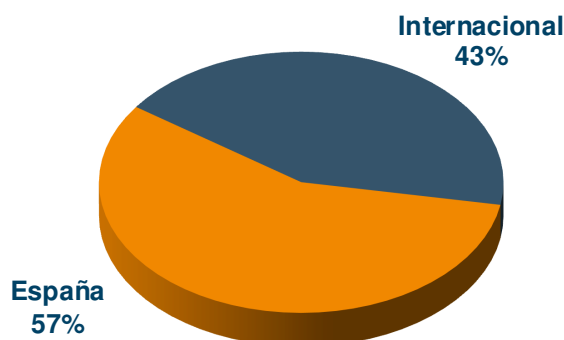
En el gráfico adjunto se pueden apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 31,9% del total consolidado. Le siguen, la actividad de distribución de electricidad

con un 26,2%, la generación de electricidad (fundamentalmente en España) con un 22,0% y la actividad de gas con un 18,6%.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 20,2% y representa un 43,1% del total consolidado frente a un 48,7% en el mismo período del año anterior. Por otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España disminuye en un 0,1% y aumenta su peso relativo en el total consolidado a 56,8%.

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 31 de marzo de 2016 ascienden a €435 millones y registran una disminución del 1,4% respecto al año anterior. Las provisiones por morosidad se sitúan en €57 millones frente a €54 millones en el primer trimestre de 2015, registrando un aumento del 5,6% y el beneficio operativo se sitúa en €724 millones, un 15,2% inferior al mismo período del año anterior.

Contribución al EBITDA por zona geográfica



2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15
Coste deuda financiera neta	-186	-198
Otros gastos/ingresos financieros	-17	-27
Ingreso financiero Costa Rica	4	2
Resultado financiero	-199	-223

El coste de la deuda financiera neta del ejercicio 2016 asciende a €186 millones, inferior al mismo período del año anterior debido a una notable reducción del volumen de deuda bruta que se mantiene a unos tipos similares.

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

2.2.4.- Resultado de entidades por el método de participación

En el primer trimestre de 2016 el resultado de entidades por el método de participación es de -€9 millones frente a -€8 millones en el primer trimestre de 2015. Las partidas más relevantes son la aportación positiva de €7 millones de Ecoeléctrica en Puerto Rico (€8 millones en 2015) y el subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de €19 millones (-€21 millones en 2015).

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico la producción es superior en un 35,3% a la del año anterior, debido a que durante el primer trimestre de 2015 se realizó una parada mayor y la programada para el primer trimestre de 2016 se adelantó a finales de 2015 por los daños sufridos tras el paso de la tormenta tropical Erika. Su aportación al consolidado disminuye respecto al mismo período del año anterior, debido a la menor venta de energía *spot* y a un menor ingreso de capacidad.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas⁴ en el primer trimestre de 2016 ha alcanzado un volumen de 8.752 GWh frente a 8.162 GWh registrados en el mismo período del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 5.791 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, frente a 2.780 GWh en el primer trimestre de 2015.

2.2.5.- Impuesto sobre beneficios

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

La tasa efectiva al 31 de marzo de 2016 registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva para todo el ejercicio anual ha ascendido al 23,5% frente a un 24,4% en el mismo período del año anterior.

2.2.6.- Participaciones no dominantes

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

El resultado atribuido a participaciones no dominantes hasta el 31 de marzo de 2016 asciende a -€71 millones, frente a -€69 millones en el año anterior.

⁴ Magnitudes al 100%.

3.- BALANCE DE SITUACIÓN

3.1.- Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Inversiones materiales e intangibles	266	250	6,4
Inversiones financieras	10	44	-77,3
Total inversiones	276	294	-6,1

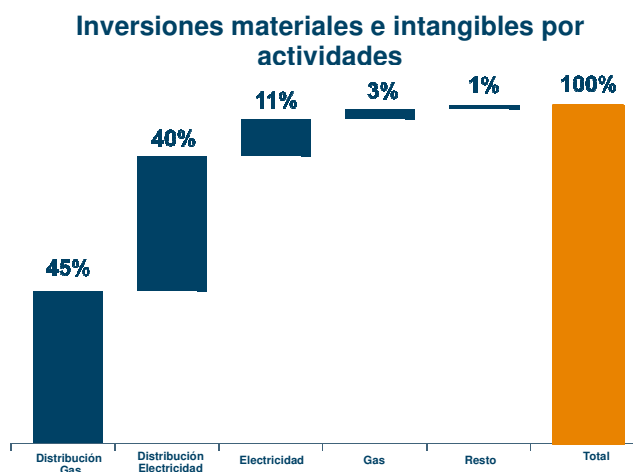
Las inversiones materiales e intangibles en el primer trimestre de 2016 alcanzan los €266 millones, un incremento del 6,4% respecto a las del mismo período del año anterior, fundamentalmente por el aumento de las inversiones tanto en distribución de gas como de electricidad en España.

Las inversiones financieras en 2016 corresponden fundamentalmente a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 por €6 millones y a la adquisición de Renovables Aragón por €2 millones.

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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Distribución gas:	119	115	3,5
España	66	54	22,2
Italia	5	2	-
Latinoamérica	48	59	-18,6
Distribución electricidad:	106	84	26,2
España	45	28	60,7
Moldavia	-	1	-
Latinoamérica	61	55	10,9
Gas:	7	8	-12,5
Infraestructuras	1	2	-50,0
Aprovisionamientos y comercialización	6	6	-
Electricidad:	30	28	7,1
España	17	16	6,3
Global Power Generation	13	12	8,3
Resto	4	15	-73,3
Total inversiones materiales e intangibles	266	250	6,4



El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 3,5% y representa el 44,7% del total consolidado, donde destaca el crecimiento en España con un 22,2%. La distribución de electricidad aumenta en un 26,2% y supone el 39,8% del total.

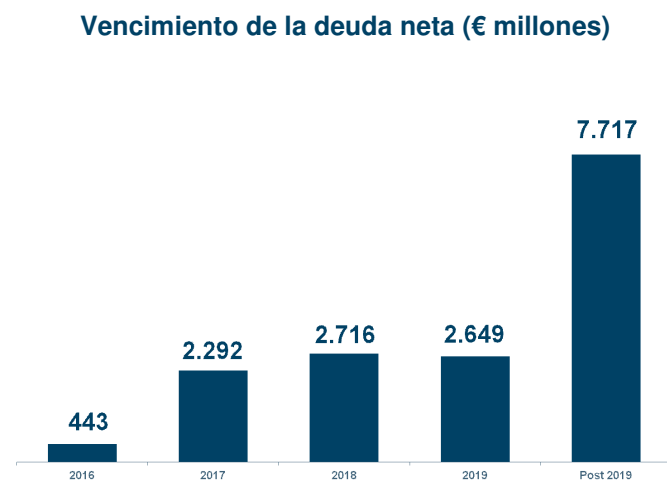
En el ámbito geográfico, las inversiones en España aumentan en un 27,1% y representan un 51,1% del total, frente a un 42,8% en el mismo período del año anterior. Por su lado, las inversiones en el exterior disminuyen 9,1% y reducen su peso en el total hasta el 48,9% frente a un 57,2% en el mismo período del año

anterior.

3.2.- Deuda

A 31 de marzo de 2016 la deuda financiera neta alcanza los €15.817 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 45,9%

Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de marzo de 2016 en 3,1x y en 6,5x, respectivamente, lo que supone continuar con la senda de fortalecimiento de los fundamentales de crédito en el período.



En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 82,7% tiene vencimiento igual o posterior al año 2018. La vida media de la deuda neta se sitúa ligeramente por encima de los 5 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 77,3% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22,7% restante a tipo variable. El 8,1% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 91,9% restante a largo plazo.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda

neta de Gas Natural Fenosa a 31 de marzo de 2016.

A 31 de marzo de 2016 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.290 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

(cifras no auditadas)

Fuentes de liquidez (€ millones)	Disponibilidad 03/2016
Líneas de crédito comprometidas	7.093
Líneas de crédito no comprometidas	482
Préstamos no dispuestos	653
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.062
Total	10.290

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de marzo de 2016 se sitúan en €5.599 millones e incluyen el programa Euro Medium Term Notes (EMTN) por importe de €3.395 millones, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por €500 millones y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores, de Valores Comerciales en Panamá, el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia y las líneas de bonos en Chile, que conjuntamente suponen €1.704 millones.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN a 31 de marzo de 2016 asciende a €10.605 millones.

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

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

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

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2016 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/16	%
EUR	12.426	78,6
CLP	1.618	10,2
US\$	789	5,0
COP	422	2,7
MXN	277	1,7
BRL	271	1,7
Otras	14	0,1
Total deuda financiera neta	15.817	100,0

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

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

3.3.- Patrimonio neto

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

El pasado 8 de enero de 2016 ya se distribuyó un dividendo a cuenta con cargo a los resultados del ejercicio 2015 de €0,4078 por acción en efectivo. Asimismo, de acuerdo a la propuesta, el pago del dividendo complementario de €0,5922 por acción será realizado también en efectivo el próximo 30 de junio de 2016.

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

A 31 de marzo de 2016 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €18.671 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.542 millones.

4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

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

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

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

4.1.- DISTRIBUCIÓN GAS

4.1.1.- España

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

4.1.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	295	293	0,7
Aprovisionamientos	-7	-4	75,0
Gastos de personal, neto	-19	-20	-5,0
Otros gastos/ingresos	-54	-55	-1,8
EBITDA	215	214	0,5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-72	-74	-2,7
Provisiones de morosidad	-	2	-
Resultado de explotación	143	142	0,7

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €295 millones, superior en €2 millones respecto al mismo período del año anterior, crecimiento asociado a la retribución de distribución. Con ello el EBITDA crece en un 0,5%.

4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T16	1T15	%
Ventas – ATR (GWh)	52.865	54.024	-2,1
Red de distribución (km)	51.449	49.327	4,3
Incremento de puntos de suministro, en miles	20	13	53,8
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	5.286	5.239	0,9

Las ventas de la actividad regulada de gas disminuyen en un -2,1% (-1.159 GWh) asociada a la demanda del mercado residencial. El primer trimestre del año 2016 ha sido más cálido que el promedio de los últimos 15 años mientras que el primer trimestre del año 2015 fue más frío.

La demanda en el mercado industrial menor a 60 bares presenta una leve recuperación, +1% (+274 GWh).

La red de distribución se incrementa 2.122 km en los doce últimos meses y ha permitido la gasificación de 11 nuevos municipios en 2016, alcanzando un total de 1.197 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.285.691 puntos de suministro, con un crecimiento del 0,9%.

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

4.1.2.- Italia

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

4.1.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	21	23	-8,7
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-3	-3	-
Otros gastos/ingresos	-4	-4	-
EBITDA	14	16	-12,5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6	-6	-
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	8	10	-20,0

El EBITDA alcanza los €14 millones, con una disminución del 12,5% respecto al mismo período del año anterior. La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por actualización del WACC reconocido por el regulador italiano como consecuencia de la reducción de la tasa libre de riesgo.

4.1.2.2.- Principales magnitudes

	1T16	1T15	%
Ventas – ATR (GWh)	1.681	1.910	-12,0
Red de distribución (km)	7.176	7.106	1,0
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	458	456	0,4

La actividad de distribución de gas alcanza los 1.681 GWh, con una disminución del 12,0% respecto al mismo período del año 2015 por una climatología menos favorable para el consumo de gas.

La red de distribución al 31 de marzo de 2016 asciende a 7.176 km, con un aumento de 70 km en los últimos doce meses, que representa un crecimiento del 1,0%.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 457.613 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un ligero incremento respecto al año anterior.

4.1.3.- Latinoamérica

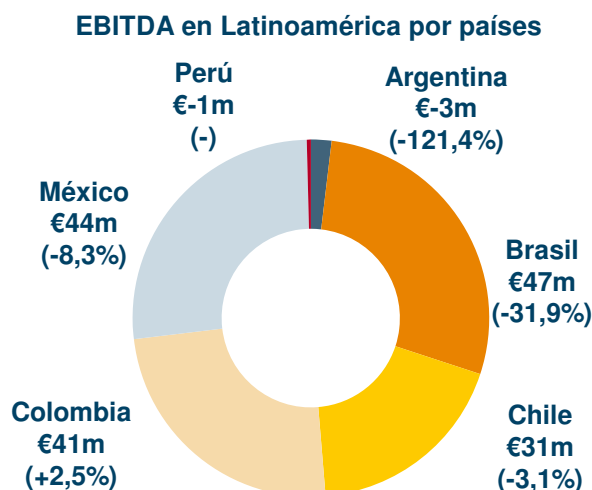
Corresponde a la actividad regulada de distribución de gas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú.

4.1.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	865	1.004	-13,8
Aprovisionamientos	-613	-721	-15,0
Gastos de personal, neto	-29	-31	-6,5
Otros gastos/ingresos	-64	-65	-1,5
EBITDA	159	187	-15,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-40	-46	-13,0
Provisiones de morosidad	-5	-6	-16,7
Resultado de explotación	114	135	-15,6

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €865 millones y registra un descenso del 13,8%, afectado por la devaluación de las principales monedas latinoamericanas.



El EBITDA alcanza los €159 millones, lo que supone un descenso del 15,0% respecto al del mismo período del año anterior, afectado por el comportamiento de las divisas en Argentina (-38,5%) y México (-14,3%) Colombia (-21,6%) y Brasil (-24,5%) y Chile (-8,6%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA se incrementaría en un 3,2%.

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

La aportación de Brasil representa un 29,6% del EBITDA, su disminución respecto al año anterior responde, principalmente, al efecto de tipo de cambio comentado, descontando este efecto, el EBITDA disminuiría en un 10,4%. Las ventas del mercado doméstico/comercial superan las registradas en el mismo período del año anterior. Sin embargo, el escenario de fuerte desaceleración económica del país ha supuesto menores ventas del mercado industrial; adicionalmente, menores despachos de generación y ATR a las centrales térmicas como consecuencia de las abundantes lluvias de los últimos meses que han elevado el nivel de los embalses.

El EBITDA de México representa un 27,7% del conjunto del negocio. Excluyendo el efecto de tipo de cambio, el EBITDA de México se incrementa un 6,7%, con un crecimiento en ventas del 4,0% con incrementos en volumen y margen en todos los mercados.

Aislado el efecto del tipo de cambio, el EBITDA de Colombia incrementa un 27,9% frente al año anterior, por las mayores ventas en el mercado industrial secundario, aprovechando la disponibilidad de gas dentro de la capacidad total contratada. Además del volumen de ventas, se logra un mayor margen unitario en este mercado dados los efectos que el fenómeno de El Niño está provocando en el sector energético colombiano, caracterizado por una caída significativa de la generación hidráulica.

El EBITDA aportado por Chile alcanza €31 millones (+5,9% sin efecto tipo de cambio) y representa el 19,5% del total registrado en Latinoamérica. Dicho importe muestra un incremento respecto al mismo período del ejercicio anterior de €1 millón sin considerar el efecto de tipo de cambio.

4.1.3.2.- Principales magnitudes

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

	1T16	1T15	%
Ventas actividad de gas (GWh):	66.442	70.222	-5,4
Venta de gas a tarifa	36.498	41.202	-11,4
ATR	29.944	29.020	3,2
Red de distribución (km)	80.556	78.372	2,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	68	76	-10,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	7.516	7.210	4,2

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

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	14.802	20.081	11.707	6.944	12.908	66.442
Incremento vs. 1T 2015 (%)	0,6	-24,9	14,9	12,6	4,0	-5,4
Red de distribución (km)	24.712	7.240	6.867	21.544	20.193	80.556
Incremento vs. 31/03/2015 (km)	258	383	45	483	1.015	2.184
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	1.616	998	564	2.768	1.570	7.516
Incremento vs. 31/03/2015, en miles	24	50	16	107	109	306

A 31 de marzo de 2016 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 7.515.822 clientes. Con un crecimiento interanual de 305.944 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 66.442 GWh, inferiores a las registradas en 2015 por menores ventas en el mercado de generación en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.184 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 80.556 km a finales de marzo de 2016, lo que representa un crecimiento del 2,8%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 1.015 km y en Colombia con 483 km.

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

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

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

En la nueva normativa del ENARGAS se establece el cobro mensual de las facturas bimestrales, la aplicación de un régimen de inversiones obligatorias y la posibilidad de distribuir dividendos sujeta a acreditar el cumplimiento del plan de inversiones.

La compañía continúa el esfuerzo de contención de gastos ante un escenario de alta inflación (30% anual).

- En Brasil, el incremento neto de clientes en doméstico/comercial es de un 17,1% respecto al mismo período del año anterior, con crecimiento en todos los mercados, especialmente el de nueva edificación. Las ventas se redujeron un 24,9%, si bien los mercados residencial y comercial, los que mayor margen aportan, crecieron en conjunto un 13,4% y el mercado GNV creció un 3,1% por la mayor competitividad respecto a los combustibles líquidos y a una mayor demanda de conversiones. Todo ello compensa en parte la caída por la crisis económica del mercado industrial (-14,3%) y de las ventas de generación y ATR (-31,9%) por la fuerte disminución de la demanda energética y por las fuertes lluvias en el primer trimestre, hecho este último que ha supuesto un aumento del nivel de las reservas de agua, que a cierre de marzo se sitúan en el 58,28%.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 12,6% debido principalmente al mayor volumen industrial (+22,9%) por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 23.858 clientes en el período, experimentando un descenso del 8,9% respecto al mismo período de 2015 principalmente por menores puestas en servicio espontáneas y por saturación.
- En México, se mantiene la actividad del plan de aceleración del crecimiento focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos. Las ventas de gas crecen en todos los mercados, destacando un incremento del 5,1% en el mercado doméstico/comercial y un 3,1% y 3,8% en los sectores industrial y ATR respectivamente.

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

- En Chile, los puntos de suministro presentan un incremento de 15.903 conexiones, destacando el aumento del segmento residencial/comercial (2,9%) e Industrial (4,9%) respecto al primer trimestre de 2015. En relación a las ventas de gas y ATR, el mayor incremento se observa en el segmento generación eléctrica (28%) e industrial (21%), mientras que los ATR presentan un crecimiento de 12% respecto al mismo período del ejercicio anterior.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos, si bien nuevos retrasos en la construcción de infraestructura de terceros, aplazan el inicio de operaciones hasta el primer trimestre de 2017.

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

4.2.- DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD

4.2.1.- España

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

4.2.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	210	204	2,9
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-22	-25	-12,0
Otros gastos/ingresos	-36	-37	-2,7
EBITDA	152	142	7,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-56	-55	1,8
Provisiones de morosidad	-1	0	-
Resultado de explotación	95	87	9,2

Las propuestas de Orden Ministerial de la retribución de distribución y del transporte para 2016, remitidas en el mes de marzo, establecen provisionalmente la retribución para la actividad de transporte y distribución para la distribuidora de electricidad de Gas Natural Fenosa, junto con el resto de agentes. Dicha retribución recoge las modificaciones establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la nueva metodología de cálculo de la retribución de distribución y transporte recogida en los RD 1048/2013 y 1047/2013, de 27 de diciembre.

El EBITDA del primer trimestre de 2016 alcanza los €152 millones con un aumento del 7,0% con respecto al mismo período de 2015. El importe neto de la cifra de negocio es de €210 millones, superior en un 2,9% respecto al mismo período de 2015. La disminución de los gastos de personal es consecuencia de las medidas de eficiencia aplicadas durante 2015 que tienen ya un impacto positivo en el ejercicio 2016.

4.2.1.2.- Principales magnitudes

	1T16	1T15	%
Ventas – ATR (GWh)	8.227	8.575	-4,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.688	3.673	0,4
TIEPI (minutos)	17	10	70,0

La energía suministrada disminuye en un -4,1%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en marzo de 2016 en 62.783 GWh lo que supone una disminución del -1,6% según balance de Red Eléctrica de España (REE). En términos interanuales la disminución es de un 0,6% vs +0,9% de la demanda nacional.

Los puntos de suministro evolucionan positivamente en el primer trimestre de 2016 y registran un incremento neto interanual de 14.830 puntos de suministro.

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

4.2.2.- Moldavia

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

4.2.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	69	83	-16,9
Aprovisionamientos	-52	-69	-24,6
Gastos de personal, neto	-2	-2	-
Otros gastos/ingresos	-2	-2	-
EBITDA	13	10	30,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1	-1	-
Provisiones circulante	-	-	-
Resultado de explotación	12	9	33,3

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

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

4.2.2.2.- Principales magnitudes

	1T16	1T15	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	705	731	-3,6
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	870	859	1,3
Índice de pérdidas de red (%)	8,3	9,1	-0,8 p.p.

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

- La energía suministrada presenta un decremento de 3,6% en el primer trimestre de 2016 por una disminución del consumo debido a una climatología más favorable para este período en comparación con el mismo período del año anterior.
- Los puntos de suministro alcanzan los 869.946, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al mismo período del 2015 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.
- Las pérdidas de red presentan una evolución positiva por las actuaciones realizadas para reducción de las mismas vía inversiones en las instalaciones y lucha contra el fraude de energía.

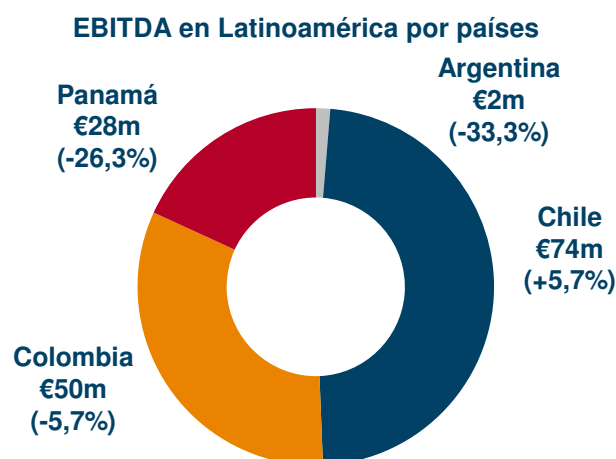
4.2.3.- Latinoamérica

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

4.2.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.153	1.133	1,8
Aprovisionamientos	-864	-825	4,7
Gastos de personal, neto	-48	-53	-9,4
Otros gastos/ingresos	-87	-91	-4,4
EBITDA	154	164	-6,1
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-38	-38	-
Provisiones de morosidad	-27	-26	3,8
Resultado de explotación	89	100	-11,0



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €154 millones con una disminución del 6,1% frente al mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA aumentaría en un 4,8%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €50 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 15,6% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este crecimiento responde

fundamentalmente a los mayores ingresos por cargo de comercialización.

El EBITDA del año 2016 del negocio de Panamá alcanzó los €28 millones, mostrando una variación negativa del 27,1% sin efecto tipo de cambio. Esta variación es motivada principalmente por el hecho de que los ingresos del primer trimestre de 2015 se vieron distorsionados al alza por el cambio de criterio de registro de los desvíos en el coste de la energía trasladada a tarifa. Esta distorsión no tiene impacto en 2015, al compensarse sus efectos durante el resto del año.

El EBITDA de Chile y Argentina (CGE) alcanzó los €76 millones, registrando un incremento de €10 millones sin considerar efectos asociados al tipo de cambio. Dicho incremento se origina en el negocio de distribución eléctrica en Chile principalmente por el crecimiento de las ventas físicas, mayor actividad en servicio a terceros y reducción de gastos operacionales por ejecución de planes de eficiencia, junto con mayores retiros de energía en el sector de sub-transmisión.

4.2.3.2.- Principales magnitudes

	1T16	1T15	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.870	8.437	5,1
Venta de electricidad a tarifa	8.286	7.968	4,0
ATR	584	469	24,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	6.136	5.936	3,4

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 8.870 GWh, con un incremento del 5,1%, generado por el crecimiento de la demanda, fundamentalmente en Panamá y Colombia.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes del 3,4%.

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

	Argentina	Chile	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	549	3.785	3.286	1.250	8.870
Incremento vs. 1T 2015 (%)	6,9	2,1	7,5	7,8	5,1
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	217	2.731	2.592	596	6.136
Incremento vs. 31/03/2015, en miles	5	68	91	36	200
Índice de pérdidas de mercado (%)	10,3	8,3	17,6	12,2	12,7

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

Transmisión de electricidad en Chile

	1T16	1T15	%
Energía transportada (GWh)	3.929	3.861	1,8
Red de transporte (Km)	3.528	3.495	0,9

La energía transportada en Chile registra un incremento de 1,8% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la mayor demanda de electricidad durante los primeros meses del ejercicio. La red de transporte alcanzó a 3.528 km, presentando un incremento de 33 km en relación al cierre del primer trimestre de 2015.

4.3.- GAS

4.3.1.- Infraestructuras

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

4.3.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	80	76	5,3
Aprovisionamientos	-	-1	-
Gastos de personal, neto	-1	-1	-
Otros gastos/ingresos	-4	-3	33,3
EBITDA	75	71	5,6
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-19	-20	-5,0
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	56	51	9,8

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer trimestre de 2016 alcanza los €80 millones, con un aumento del 5,3%.

El EBITDA se eleva hasta los €75 millones, un 5,6% mayor que en el mismo período del año anterior debido principalmente al incremento del 3% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa y por el efecto positivo del tipo de cambio del USD.

4.3.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T16	1T15	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	24.163	24.066	0,4
Portugal-Marruecos	9.482	6.576	44,2
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	14.681	17.490	-16,1

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 24.163 GWh, un 0,4% superior al mismo período del año anterior. Del volumen anterior, 14.681 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 9.482 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 trimestre de 2016 ascienden a 2.234 GWh.

La tramitación de los cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir (áreas de Marismas, Aznalcázar y Romeral) no ha concluido. En enero de 2013, la Secretaría de Estado de Medioambiente otorgó las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) para los proyectos de Saladillo, Marismas Oriental y Aznalcázar que se unen a la DIA obtenida previamente para el proyecto Marismas Occidental. Posteriormente, la Junta de Andalucía suspendió la tramitación de la Autorización Ambiental Unificada (AAU) de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar. Gas Natural Fenosa recurrió esa decisión. En enero de 2016, la Junta de Andalucía ha emitido Resolución otorgando AAU favorable para Aznalcázar y desfavorable para Marismas Oriental a la que Gas Natural Fenosa ha efectuado las oportunas alegaciones. En marzo de 2016, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha emitido Autorización Administrativa para la ejecución del Proyecto Marismas Occidental. Desde abril de 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo.

4.3.2.- Aprovisionamiento y comercialización

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

4.3.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.537	3.600	-29,5
Aprovisionamientos	-2.313	-3.272	-29,3
Gastos de personal, neto	-19	-17	11,8
Otros gastos/ingresos	-54	-60	-10,0
EBITDA	151	251	-39,8
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-7	-6	16,7
Provisiones de morosidad	-12	-17	-29,4
Resultado de explotación	132	228	-42,1

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €2.537 millones y disminuye un 29,5% respecto al mismo período del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €151 millones lo que supone una disminución del 39,8% en relación a la magnitud del ajuste de precios energéticos soportado durante el período.

4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

	1T16	1T15	%
Suministro de gas (GWh):	76.025	75.557	0,6
España:	37.486	40.985	-8,5
Comercialización	27.591	30.152	-8,5
Aprovisionamiento a terceros ⁵	9.895	10.833	-8,7
Internacional:	38.539	34.572	11,5
Comercialización resto Europa	20.395	16.301	25,1
Resto exterior	18.144	18.271	-0,7

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa alcanza los 76.025 GWh y aumenta un 0,6%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en el resto de Europa (+25,1%).

En un escenario de debilidad de la demanda por la climatología, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales alcanza los 27.591 GWh, un 8,5% inferior al mismo período del año anterior.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 38.539 GWh en el primer trimestre de 2016 con un incremento del 11,5% con respecto al mismo período de 2015, destacando el impulso de la comercialización a cliente final en el resto de Europa.

De acuerdo con el último informe de supervisión de la CNMC del 17 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa tiene la mayor cuota de consumo en el mercado español con más del 44%.

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

En este trimestre se ha consolidado el mercado organizado de gas a través de la sociedad MIBGAS, con productos DA (*Day-Ahead*: entrega física al día siguiente) y WD (*Within Day*: intradiario) con un incremento de la liquidez impulsada por la venta del gas de operación del sistema gasista, siendo Gas Natural Comercializadora una de las pocas empresas con participación activa en dicho mercado.

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

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

Las ventas realizadas en Francia en el primer trimestre de 2016 alcanzan los 12,9 TWh con clientes de diversos ámbitos como empresas del sector industrial, autoridades locales y sector público. Las ventas en Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos y Alemania han sido de 3,5 TWh en el mismo período.

⁵ No incluye operaciones de intercambio

Gas Natural Fenosa también está presente en el mercado mayorista de Italia donde ha vendido un volumen de 2,5 TWh a cierre del período.

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

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

	1T16	1T15	%
Contratos minoristas (España) (a 31/03):	11.691.305	11.718.663	-0,2
Contratos de energía	8.867.524	8.909.056	-0,5
Contratos de servicios energéticos	2.823.781	2.809.607	0,5
Contratos por cliente (España)	1,51	1,53	-1,3
Cuota de mercado contratos gas (España)	56,2	57,8	-2,8
Comercialización minorista (GWh):			
España	13.902	16.073	-13,5
Italia	12.315	14.516	-15,2
Italia	1.587	1.557	1,9

En el mercado minorista Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes. Mediante productos y servicios de calidad se ha alcanzado la cifra de 12,2 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 554.000 son en Italia.

En el mercado minorista en Italia, Gas Natural Fenosa tiene una cartera de 426.000 contratos de comercialización de gas y 40.000 contratos de comercialización de electricidad, siendo 20.000 de ellos clientes duales. Así mismo, 88.000 clientes tienen contratados servicios de mantenimiento. El gas comercializado durante el primer trimestre de 2016 ha sido un 1,9% superior al mismo trimestre del ejercicio anterior, y el crecimiento de la electricidad comercializada ha sido del 39,4%, ya que el número total de contratos ha aumentado un 43% en el mismo período.

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 el 77% 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 338.000 nuevos contratos en 2016.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa la cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 19.000 contratos.

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

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 136 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 y se ha mantenido estable en contratos en términos homogéneos respecto al 31 de marzo de 2015.

Gas Natural Fenosa continua apostando por el desarrollo de una red de estaciones de carga de gas natural vehicular abiertas a cualquier usuario, al cierre del primer trimestre de 2016 dispone de un total de 47 estaciones de carga, tanto gas natural comprimido como licuado. Un total de 29 estaciones son de acceso público, mientras que 18 son de acceso privado.

Gas Natural Fenosa es líder en Europa en la comercialización y venta de gas natural para uso en vehículos pesados y cuenta con estaciones en las principales rutas de transporte de la península.

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.

4.4.- ELECTRICIDAD

4.4.1.- España

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

4.4.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.337	1.519	-12,0
Aprovisionamientos	-950	-1.106	-14,1
Gastos de personal, neto	-34	-32	6,3
Otros gastos/ingresos	-148	-168	-11,9
EBITDA	205	213	-3,8
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-130	-126	3,2
Dotación a provisiones	-11	-6	83,3
Resultado de explotación	64	81	-21,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los €1.337 millones, con una disminución del 12,0% respecto al mismo período del año anterior y el EBITDA se eleva a €205 millones con una disminución del 3,8% debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del *pool* entre los períodos que se comparan.

En el conjunto nacional la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en el primer trimestre del año los 63.846 GWh, un 1,3% inferior a la del mismo trimestre de 2015, continuando, al igual que el trimestre anterior, con tasas negativas. La evolución mensual del trimestre presenta unas variaciones de -4,9%, -0,1%, y +1,5%.

La demanda del trimestre corregida por efecto de temperatura y laboralidad, presentaría una disminución de 0,6%. En este caso, la variación mensual mostraría disminuciones del 3,1% en enero y del 0,5% en febrero y cambio de sentido y recuperación de 2,1 % en marzo.

En el primer trimestre de 2016, la máxima potencia horaria se alcanzó el 17 de febrero de 2016 con 38.239 MW, cifra inferior a los 40.324 MW de máxima potencia correspondiente al mismo trimestre del año anterior (4 de febrero de 2015) que a su vez fue la máxima del 2015.

El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene importador (1.975 GWh) en el primer trimestre del año, frente a los 1.215 GWh exportados en el mismo trimestre del año anterior afectado por la entrada en explotación comercial en el mes de octubre de 2015 de la nueva interconexión con Francia y por los altos precios del mercado en comparación con el resto de Europa.

El consumo de bombeo alcanzó en este trimestre 2.047 GWh, un 36,3% más que en el mismo trimestre de 2015, en el que se bombearon 1.503 GWh, como consecuencia de los bajos precios del mercado.

La generación neta nacional, con 64.211 GWh producidos, presenta una disminución del 5,2% en el primer trimestre del año.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior la generación renovable (incluyendo hidráulica) ha aumentado un 10,2% y en su conjunto ha cubierto el 49,8% de la demanda en el primer trimestre del año, siete puntos más que en el mismo trimestre de 2015.

La generación eólica ha aumentado en el trimestre un 8,8% respecto al mismo período del año anterior, con aumentos en los tres meses, produciéndose los más importantes en enero y marzo, (14,9% y 11,9% respectivamente) y apenas un 2,0% en febrero. En términos de cobertura, esta tecnología ha alcanzado el 26,8% en el trimestre, dos puntos y medio por encima de la del mismo trimestre de 2015.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre un aumento del 11,9% con disminuciones en las tecnologías solar térmica (-24,5%), solar fotovoltaica (-11,5%) y térmica renovable (-11,1%), compensados todos ellos por el importante aumento de la hidráulica, principalmente la generación hidráulica convencional que ha registrado un incremento en el trimestre del 26,3%.

La energía hidroeléctrica producible registrada en el primer trimestre del año califica éste como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 31%, es decir, estadísticamente 31 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado una disminución en el trimestre del 16,6% con respecto al mismo trimestre del año anterior, con disminuciones en todas las tecnologías, excepto la térmica no renovable. El hueco térmico ha disminuido en este trimestre un 34,6%, con una cobertura inferior en ocho puntos a la del mismo trimestre de 2015 (16,5% vs 24,8%).

La generación nuclear ha disminuido un 9,2% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones y algunas reducciones de producción en fin de semana para facilitar el encaje de producción.

La generación con carbón ha presentado una disminución del 42,4% en el trimestre. En el año, la utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 12% frente al 41% de utilización del resto del carbón.

En el primer trimestre de 2016 los ciclos combinados disminuyen su producción un 20,2% respecto al mismo período de 2015. En términos de cobertura de la demanda, la cifra del trimestre ha sido del 7%, 1,7 puntos por debajo de la del mismo trimestre de 2015.

El resto de térmica no renovable, cogeneración y residuos, ha aumentado un 2,0% en este trimestre respecto al mismo trimestre de 2015.

El precio medio ponderado del mercado diario en el trimestre se ha situado en 31,25 €/MWh, 16,13 €/MWh por debajo del precio del mismo trimestre de 2015 y un 41% inferior del precio del trimestre anterior. Los precios medios diarios han oscilado en el trimestre entre los 5,79 €/MWh del 27 de febrero y los 53,07 €/MWh del 20 de enero. Los precios mensuales han pasado de 37,80 €/MWh en enero a 27,70 €/MWh en febrero, para recuperarse ligeramente en marzo, 28,28 €/MWh.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 43,76 \$/bbl de promedio en el cuarto trimestre de 2015 hasta 33,94 \$/bbl (-22,5%) en el primer trimestre de este año, con enero como el mes de menor precio del trimestre, con 30,69 \$/bbl. A partir de ahí ha empezado a recuperarse hasta los 38,49 \$/bbl de marzo. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, ha disminuido 6 \$/t de en el trimestre, pasando de 51,35 \$/t de media del cuarto trimestre de 2015 a 45,47 \$/t en el primer trimestre, manteniendo la tendencia de bajada que presentaba desde hace más de dos años tras la pausa del tercer trimestre de 2014. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se han situado en 5,63 €/t (vencimiento en 2016), inferior en un 33,3% a la media del pasado trimestre.

4.4.1.2.- Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica:

	31/03/16	31/03/15	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.769	12.146	5,1
Generación:	11.624	11.226	3,5
Hidráulica	1.954	1.954	-
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	7.001	6.603	6,0
Renovable y cogeneración:	1.145	920	24,5
Eólica	977	752	29,9
Minihidráulicas	110	111	-0,9
Cogeneración y otras	58	57	1,8

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad:

	1T16	1T15	%
Energía eléctrica producida (GWh):	7.082	8.124	-12,8
Generación:	6.202	7.518	-17,5
Hidráulica	1.893	1.397	35,5
Nuclear	1.092	1.222	-10,6
Carbón	522	1.399	-62,7
Ciclos combinados	2.695	3.500	-23,0
Renovable y cogeneración:	880	606	45,2
Eólica	694	456	52,2
Resto hidráulica	174	139	25,2
Cogeneración y otras	12	11	9,1
Ventas de electricidad (GWh):	8.996	9.178	-2,0
Mercado liberalizado	7.494	7.526	-0,4
TUR/Regulado	1.502	1.652	-9,1
Cuota mercado generación (%)	17,1	18,3	-1,2 p.p.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 7.082 GWh durante el primer trimestre de 2016, cifra inferior en un 12,8% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.202 GWh corresponden a generación tradicional, con un 17,5% de disminución respecto al mismo período del año anterior.

El primer trimestre de 2016 muestra una característica hidrológica de año húmedo, con un PSS del 33%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 49% de llenado, dos puntos por encima del nivel de reservas de la misma fecha de 2015 y casi el doble que a comienzos de año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 10,6% en el primer trimestre respecto a 2015, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón ha sido en el trimestre de 522 GWh frente a los 1.399 GWh del mismo trimestre del pasado año, un 62,7% de disminución, con una utilización del 12% en el conjunto las instalaciones.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el primer trimestre de 2016 ha alcanzado la cifra de 2.695 GWh, un 23,0% inferior a la del mismo período de 2015. La utilización de esta tecnología ha sido del 18%, diez puntos más que el conjunto del sector.

En el primer trimestre de 2016 las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 1,6 millones de toneladas de CO₂ (-1,2 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior). Esta significativa disminución es debida principalmente al menor 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 Kyoto 2013-2020 adquiriendo los derechos necesarios a través de su participación activa en el mercado secundario.

Finalmente, respecto de la Generación tradicional, la cuota de mercado acumulada a 31 de marzo de 2016 de Gas Natural Fenosa es del 17,1%, inferior en 1,2 puntos a la del mismo período de 2015.

Respecto de la generación renovable y cogeneración destacar que la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, preveían que hasta el 31 de diciembre de 2015 se podría exceptuar de la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del régimen retributivo específico a determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, siempre que su puesta en servicio se produzca antes del 31 de diciembre de 2018. Acogiéndose a esta posibilidad, GNF Renovables presentó ante el MINETUR solicitudes al denominado “Cupo Canario” para varias instalaciones y, a cierre de marzo ha recibido confirmación de la inscripción de tres proyectos que totalizan una potencia de 28,4 MW en Gran Canaria y Fuerteventura. Las notificaciones relativas al resto de solicitudes se irán recibiendo en las próximas semanas.

La producción de generación renovable y cogeneración del primer trimestre ha sido superior a la alcanzada en el mismo período del año 2015 (880 GWh frente a 606 GWh). Este incremento se debe, por un lado a la incorporación de la producción de los parques adquiridos por la compra de Gecal Renovables (Gecalsa) (162 GWh), y por otro a los mayores índices de eolicidad e hidráulica de este trimestre de 2016 (120 GWh).

Por tecnologías, y eliminando el efecto de la incorporación de Gecalsa, la mayor eolicidad del primer trimestre del año 2016 ha permitido generar 88 GWh más en la tecnología eólica respecto al mismo período del año 2015; en cuanto a la tecnología minihidráulica, y pese a la parada forzada de la central de Frieira de casi un mes de duración, se ha alcanzado una producción en este primer trimestre de 2016 de 174 GWh (por encima de los 139 GWh del mismo período de 2015); y por último la producción en la tecnología de cogeneración de las dos únicas plantas en operación (Gómez Ulla y JGC Daimiel) ha sido superior en 1 GWh.

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 31 de marzo de 2016 tiene una potencia total instalada en operación de 1.145 MW consolidables, de los cuales 977 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 58 MW a cogeneración y fotovoltaica, que incluye la potencia de las plantas de cogeneración en situación de liquidación (43 MW).

Por su parte, respecto del segmento de comercialización de electricidad, las ventas del primer trimestre de 2016 han alcanzado la cifra de 8.996 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso, con una disminución del 2,0% respecto al mismo trimestre de 2015. Las cifras de la cartera de comercialización eléctrica son acordes al posicionamiento de maximización de márgenes, optimización de cuota y el grado de cobertura que Gas Natural Fenosa desea tener frente a las variaciones de precio del mercado eléctrico.

4.4.2.- Global Power Generation (GPG)

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

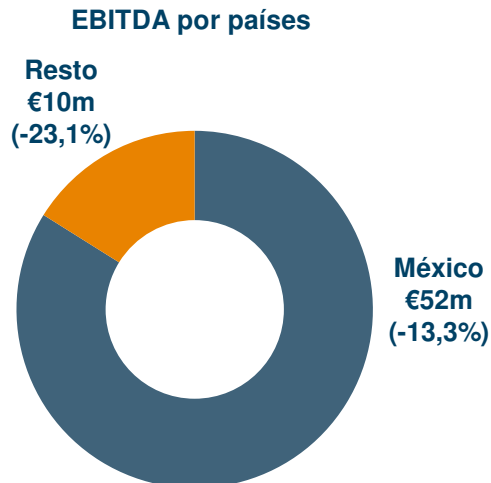
4.4.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15	%
Importe neto de la cifra de negocios	175	213	-17,8
Aprovisionamientos	-80	-113	-29,2
Gastos de personal, neto	-10	-9	11,1
Otros gastos/ingresos	-23	-18	27,8
EBITDA	62	73	-15,1
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-32	-33	-3,0
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	30	40	-25,0

El EBITDA de Global Power Generation en el primer trimestre del año 2016 alcanza los €62 millones, con un decremento del 15,1% frente al mismo período del año anterior debido, fundamentalmente, a un menor EBITDA en México.

En México, el EBITDA disminuye un 13,3% debido, fundamentalmente, al menor resultado de las centrales por el diferente calendario de mantenimientos, al efecto de los índices de referencia de los contratos y al menor precio del gas. En menor medida se ve afectado por un menor resultado de Bii Hioxo (parque eólico) como consecuencia de una menor producción.



En cuanto al resto de países, el EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 13,3% como consecuencia de la menor producción debido a una mayor generación hidráulica. Esta menor producción ha ocasionado menores ventas en el mercado *spot*.

El EBITDA de Panamá disminuye un 7,2% debido a la menor hidraulicidad en las zonas donde están ubicadas las centrales como consecuencia del efecto de El Niño que está presente en el país. Esto ha supuesto, adicionalmente, una mayor compra de energía en el mercado para cubrir los compromisos contractuales.

El EBITDA de Costa Rica aumenta un 6,0% como consecuencia de la regularización de ingresos en La Joya, registrados durante este primer trimestre de 2016, una vez finalizado el año hídrico contractual.

En Kenia el EBITDA aumenta un 25,3% respecto al mismo período del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento.

4.4.2.2.- Principales magnitudes

	31/03/16	31/03/15	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.702	2.657	1,7
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	234	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	0	5	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-

	1T16	1T15	%
Energía eléctrica producida (GWh):	4.240	4.449	-4,7
México (CC)	3.621	3.760	-3,7
México (eólico)	261	304	-14,1
Costa Rica (hidráulica)	67	49	36,7
Panamá (hidráulica)	13	18	-27,8
Panamá (fuel)	-	-	-
República Dominicana (fuel)	244	289	-15,6
Kenia (fuel)	34	29	17,2

	1T16	1T15	var p.p.
Factor de disponibilidad (%):			
México (CC)	87,2	91,1	-3,9
Costa Rica (hidráulica)	91,2	100,0	-8,8
Panamá (hidráulica y fuel)	92,9	97,9	-5,0
República Dominicana (fuel)	92,1	95,0	-2,9
Kenia (fuel)	96,2	94,4	1,8

La producción de México es inferior a la registrada en el mismo período del año anterior como consecuencia del diferente calendario de mantenimientos (durante el primer trimestre de 2016 se ha realizado el mantenimiento mayor del grupo IV de Tuxpan y un mantenimiento de Hermosillo) así como por la menor producción de energía eólica aportada por Bii Hioxo por menores vientos. Estos efectos se compensan por una mayor producción de Naco, que realizó un mantenimiento mayor en marzo de 2015, y de Durango por una mayor demanda. Los mantenimientos realizados en este año inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por la mayor producción de Torito que inició su operación en el segundo trimestre de 2015. La menor disponibilidad es como consecuencia de mantenimientos de las centrales que no tuvieron lugar en 2015.

La menor producción en Panamá se debe a la menor hidraulicidad por el efecto de El Niño. La menor disponibilidad respecto al año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en la central de La Yeguada.

La generación en República Dominicana disminuyó un 15,6% respecto al mismo período del año anterior debido por la mayor generación hidráulica.

La producción con fuel en Kenia es superior a la registrada en el mismo período del año anterior en un 17,2%, alcanzando los 34 GWh. Este incremento se debe al mayor despacho en 2016, como consecuencia de la parada de algunas instalaciones hidráulicas del país por mantenimiento de las mismas.

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2016 hasta la fecha:

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

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

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2016 y 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo en Chile en aplicación de la NIIF 5.

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15
Importe neto de la cifra de negocios	5.954	7.167
Otros ingresos de explotación	58	56
Aprovisionamientos	-4.059	-5.123
Gastos de personal	-249	-255
Otros gastos de explotación	-488	-496
EBITDA	1.216	1.349
Otros resultados	-	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-435	-441
Dotación a provisiones	-57	-54
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	724	854
Resultado financiero	-199	-223
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-9	-8
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	516	623
Impuesto sobre beneficios	-121	-152
Resultado operaciones interrumpidas	5	2
Participaciones no dominantes	-71	-69
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	329	404

EBITDA en los años 2016 y 2015 está re-expresado por discontinuidad del negocio del gas licuado del petróleo en Chile.

EBITDA

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	2T16	3T16	4T16	2016
DISTRIBUCIÓN GAS	388				
España	215				
Italia	14				
Latinoamérica	159				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	319				
España	152				
Moldavia	13				
Latinoamérica	154				
GAS	226				
Infraestructuras	75				
Aprovisionamiento y comercialización	151				
ELECTRICIDAD	267				
España	205				
Global Power Generation	62				
RESTO	16				
TOTAL EBITDA	1.216				

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

Inversiones materiales e intangibles

(cifras no auditadas)

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

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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/16	31/03/15
Activo no corriente-	38.060	40.760
Inmovilizado intangible	10.488	11.064
Inmovilizado material	23.430	24.954
Inversiones método participación	1.683	2.105
Activos financieros no corrientes	1.306	1.479
Activos por impuesto diferido	1.153	1.158
Activo corriente-	9.328	9.773
Activos no corrientes mantenidos para la venta	945	
Existencias	654	815
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.325	6.007
Otros activos financieros corrientes	342	391
Efectivo y medios líquidos equivalentes	2.062	2.560
TOTAL ACTIVO	47.388	50.533

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/16	31/03/15
Patrimonio neto-	18.671	19.017
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.542	15.047
Participaciones no dominantes	4.129	3.970
Pasivo no corriente-	20.599	24.254
Ingresos diferidos	841	838
Provisiones no corrientes	1.434	1.565
Pasivos financieros no corrientes	14.774	17.846
Pasivos por impuesto diferido	2.627	2.955
Otros pasivos no corrientes	923	1.050
Pasivo corriente-	8.118	7.262
Pasivos vinculados mantenidos para la venta	590	-
Provisiones corrientes	201	143
Pasivos financieros corrientes	3.278	2.138
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.680	4.581
Otros pasivos corrientes	369	400
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	47.388	50.533

El Estado de flujos de efectivo consolidado del ejercicio 2016 y 2015 se ha re-expresado reclasificando a operaciones interrumpidas el negocio de gas licuado de petróleo en Chile en aplicación de la NIIF 5.

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T16	1T15
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	666	962
Resultado antes de impuestos	516	623
Ajustes del resultado	619	647
Cash flow operativo	1.135	1.270
Cambios en el capital corriente	-171	-91
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-298	-217
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-525	-593
Pagos por inversiones	-567	-664
Cobros por desinversiones	31	62
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	11	9
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-422	-1.371
Cobros y (pagos) por obligaciones perpetuas subordinadas	-	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	13	-936
Pagos por dividendos	-410	-405
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-25	-30
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-47	-10
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-328	-1.012
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	2.390	3.572
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	2.062	2.560

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

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

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com