

Gas Natural Fenosa



Informe de Gestión consolidado a 30 de junio de 2015



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 más de 23 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 periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015

El beneficio neto del primer semestre de 2015 alcanza los 751 millones de euros y disminuye un 19,4% debido fundamentalmente a la materialización de los resultados extraordinarios por la venta de Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones y sus sociedades participadas en el primer semestre de 2014, período con el que se compara. En términos homogéneos, es decir, ajustando la plusvalía neta generada en el año anterior, el beneficio neto aumenta en un 1,2%, gracias al adecuado equilibrio del perfil de negocio con una contribución creciente de una presencia internacional más diversificada y a los resultados de una estricta disciplina financiera.

El ebitda consolidado de los primeros seis meses de 2015 aumenta en 253 millones de euros y alcanza los 2.674 millones de euros con un aumento del 10,5% respecto al del mismo período de 2014.

La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE), que se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014 y, por tanto, no tuvo contribución alguna en el primer semestre de 2014, aporta 295 millones de euros al ebitda consolidado del primer semestre de 2015 y compensa, por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-ley 8/2014 con efectos desde el día 5 de julio de 2014 y sin impacto en el primer semestre de 2014 que afecta a las actividades reguladas del gas en España y que asciende a 53 millones de euros y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de 32 millones de euros, desinvertida en junio de 2014.

La adquisición de CGE acelera el cumplimiento de los objetivos comprometidos en el plan estratégico 2013-2015, aportando mayor diversificación en el perfil de negocio apalancado en activos y negocios con desempeño eficiente y potencial de crecimiento. Durante 2015 Gas Natural Fenosa elaborará un nuevo plan estratégico que incluirá, entre otras, la contribución de estos nuevos activos.

Tras la adquisición de CGE, a 30 de junio de 2015 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 47,6% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,1 veces, en términos proforma.

El 22 de junio de 2015 Gas Natural Fenosa alcanzó un acuerdo para adquirir el 100% de la sociedad de energías renovables Gecalsa, que opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España con una capacidad instalada neta de 221,7 MW (237,5 MW brutos), por un valor empresa de 260 millones de euros.

Asimismo, el 29 de junio de 2015 Gas Natural Fenosa alcanzó un acuerdo para la venta de su participación del 44,9% en la sociedad de distribución eléctrica Barras Eléctricas Galaico Asturianas (BEGASA) por 97 millones de euros. No se espera que dicha venta tenga un impacto significativo en resultados.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 14 de mayo de 2015 aprobó la distribución de un dividendo total con cargo a los resultados del ejercicio 2014 de 0,908 euros por acción en efectivo, un 1,2% más que el año anterior, en línea con el incremento del beneficio neto y manteniendo el *pay-out* en el 62,1%. El pago del dividendo complementario de 0,511 euros por acción fue realizado el 1 de julio de 2015.

Siguiendo con la política financiera tanto de diversificación geográfica como de instrumentos, el pasado 14 de julio de 2015 Gas Natural México colocó dos emisiones de bonos por un importe total de 2.800 millones de pesos mexicanos bajo su Programa de Certificados bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores.

2.2. Principales magnitudes

Principales magnitudes económicas

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	13.685	12.154	12,6
Ebitda ¹	2.674	2.421	10,5
Beneficio de explotación	1.654	1.762	(6,1)
Resultado atribuible a accionistas de la soc. dominante	751	932	(19,4)
Flujos de efectivo actividades explotación	1.611	1.420	13,5
Inversiones	744	693	7,4
Patrimonio neto (a 30/06)	18.410	15.437	19,3
Patrimonio neto atribuido (a 30/06)	14.583	13.927	4,7
Deuda financiera neta (a 30/06)	16.737	13.472	24,2

¹ Ebitda = Beneficio de explotación + Amortizaciones + Provisiones operativas - Otros Resultados

Principales ratios financieros

	2015	2014
Endeudamiento ¹	47,6%	46,6%
Ebitda / Resultado financiero	5,8x	6,1x
Deuda financiera neta / Ebitda ²	3,3x	2,8x
Ratio de liquidez ³	1,3x	1,3x
Ratio de solvencia ⁴	1,0x	1,1x
Rentabilidad sobre el patrimonio neto ⁵	8,8%	11,5%
Retorno de los activos ⁶	2,7%	3,6%

¹ Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta+Patrimonio neto)

² El ratio proforma de 2015, considerando para el cálculo del ebitda anualizado que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 3,1x.

³ Activos corrientes/Pasivos corrientes

⁴ (Patrimonio neto+ Pasivos no corrientes)/Activos no corrientes

⁵ ROE: Resultado atribuible/Patrimonio neto atribuido

⁶ ROA: Resultado atribuible/Total activos

Principales ratios bursátiles y remuneración al accionista

	2015	2014
Nº de acciones medio (en miles)	1.000.689	1.000.689
Cotización a 30/06 (euros)	20,34	23,07
Capitalización bursátil a 30/06 (millones de euros)	20.354	23.086
Beneficio por acción (euros) ²	0,82	0,93
Patrimonio neto atribuible por acción (euros)	14,57	13,92
Relación cotización-beneficio (PER)	15,9x	14,5x
EV/ Ebitda ^{1 y 3}	7,3x	7,7x

¹ EV: Valor Empresa calculado como capitalización bursátil + Deuda financiera neta

² Beneficio a 30 de junio 2015 ajustado de acuerdo a NIC33 por el exceso del importe en libros de las acciones preferentes sobre el importe pagado en su recompra, neto de su efecto fiscal.

³ El ratio proforma estimado de 2015, considerando para el cálculo del ebitda anualizado que la toma de control de CGE se hubiera realizado con efectos 1 de enero de 2014 ascendería a 6,9x.

Principales magnitudes físicas

	2015	2014	%
Distribución gas:			
Ventas - ATR ¹ :	215.924	211.291	2,2
Europa	93.557	89.404	4,6
Latinoamérica	122.367	121.887	0,4
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06):	12.439	12.101	2,8
Europa	5.707	5.654	0,9
Latinoamérica	6.732	6.447	4,4
Distribución electricidad:			
Ventas - ATR ¹ :	26.304	25.715	2,3
Europa	17.546	17.343	1,2
Latinoamérica	8.758	8.372	4,6
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06):	7.631	7.487	1,9
Europa	4.537	4.522	0,3
Latinoamérica	3.094	2.965	4,4
TIEPI ² (minutos)	20	27	(25,9)
Gas:			
Suministro de gas (GWh):	164.731	159.465	3,3
España	97.600	100.021	(2,4)
Resto	67.131	59.444	12,9
Transporte de gas – EMPL (GWh)	51.154	61.547	(16,9)

¹ Acceso Terceros a la Red (energía distribuida)

² Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en España

	2015	2014	%
Electricidad:			
Energía eléctrica producida (GWh):	23.088	22.577	2,3
España:	14.663	13.716	6,9
Hidráulica	1.824	2.984	(38,9)
Nuclear	2.119	2.088	1,5
Carbón	2.971	1.497	98,5
Ciclos combinados	6.667	5.940	12,2
Renovable y Cogeneración	1.082	1.207	(10,4)
Global Power Generation:	8.425	8.861	(4,9)
Hidráulica	170	98	73,5
Ciclos combinados	7.213	8.114	(11,1)
Fuel – gas	588	649	(9,4)
Eólica	454	-	-
Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.852	14.552	2,1
España:	12.145	12.123	0,2
Hidráulica	1.954	1.949	0,3
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Renovable y Cogeneración	919	902	1,9
Global Power Generation:	2.707	2.429	11,4
Hidráulica	123	73	68,5
Ciclos combinados	2.035	2.035	-
Fuel – gas	315	321	(1,9)
Eólica	234	-	-
Comercialización de electricidad (GWh)	17.394	16.884	3,0
CGE:			
Distribución de gas:			
Ventas actividad de gas (GWh)	22.991	-	-
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06)	608	-	-
Distribución de electricidad:			
Ventas actividad de electricidad (GWh)	8.080	-	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06)	2.888	-	-
Transmisión de electricidad (GWh)	7.446	-	-
Ventas mayoristas a terceros GLP (GWh)	2.393	-	-
Ventas a cliente final GLP (GWh)	2.646	-	-

2.3. Análisis de resultados consolidado

Importe neto de la cifra de negocios

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	2.373	17,3	2.276	18,7	4,3
<i>España</i>	591	4,3	630	5,2	(6,2)
<i>Italia</i>	46	0,3	46	0,4	-
<i>Latinoamérica</i>	1.736	12,7	1.600	13,2	8,5
Distribución de electricidad Europa	1.634	11,9	1.600	13,1	2,1
<i>España</i>	409	3,0	409	3,3	-
<i>Moldavia</i>	129	0,9	116	1,0	11,2
<i>Latinoamérica</i>	1.096	8,0	1.075	8,8	2,0
Gas	5.991	43,8	6.260	51,5	(4,3)
<i>Infraestructuras</i>	157	1,1	154	1,3	1,9
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	5.834	42,7	6.106	50,2	(4,5)
Electricidad	3.246	23,7	3.247	26,7	-
<i>España</i>	2.837	20,7	2.764	22,7	2,6
<i>Global Power Generation</i>	409	3,0	483	4,0	(15,3)
CGE	1.800	13,2	-	-	-
Otras actividades	301	2,2	342	2,8	(12,0)
Ajustes de consolidación	(1.660)	(12,1)	(1.571)	(12,9)	5,7
Total	13.685	100,0	12.154	100,0	12,6

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de junio de 2015 asciende a 13.685 millones de euros y registra un aumento del 12,6% respecto al del año anterior, en gran medida debido a la incorporación al perímetro de consolidación de Compañía General de Electricidad y la apreciación, fundamentalmente, del dólar frente al euro.

Ebitda

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	798	29,8	785	32,4	1,7
<i>España</i>	436	16,3	452	18,7	(3,5)
<i>Italia</i>	33	1,2	34	1,4	(2,9)
<i>Latinoamérica</i>	329	12,3	299	12,3	10,0
Distribución de electricidad	489	18,3	456	18,8	7,2
<i>España</i>	289	10,8	287	11,9	0,7
<i>Moldavia</i>	18	0,7	18	0,7	-
<i>Latinoamérica</i>	182	6,8	151	6,2	20,5
Gas	598	22,4	634	26,2	(5,7)
<i>Infraestructuras</i>	143	5,3	140	5,8	2,1
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	455	17,0	494	20,4	(7,9)
Electricidad	490	18,3	489	20,2	0,2
<i>España</i>	357	13,4	387	16,0	(7,8)
<i>Global Power Generation</i>	133	5,0	102	4,2	30,4
CGE	295	11,0	-	-	-
Otras actividades	4	0,2	57	2,4	(93,0)
Total	2.674	100,0	2.421	100,0	10,5

El ebitda consolidado de los primeros seis meses de 2015 aumenta en 253 millones de euros y alcanza los 2.674 millones de euros, con un incremento del 10,5% respecto al del mismo periodo del ejercicio anterior.

La sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) se incorporó al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa el 30 de noviembre de 2014, por tanto no tuvo contribución alguna en el primer semestre de 2014, aporta 295 millones de euros al ebitda consolidado del primer semestre de 2015 y compensa por un lado, el impacto diferencial con respecto al año anterior de las medidas regulatorias del Real Decreto-Ley 8/2014, con efectos desde el día 5 de julio de 2014 y sin impacto en el primer semestre de 2014, que afecta a las actividades reguladas de gas, que asciende a 53 millones de euros y, por otro, la aportación del negocio de telecomunicaciones de 32 millones de euros, desinvertida en junio de 2014.

Asimismo, la evolución de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el ebitda del año 2015 positivo de 56 millones de euros respecto al de 2014 y ha sido causado, fundamentalmente, por la apreciación del dólar frente al euro.

Sin considerar estos impactos, es decir, el efecto perímetro de consolidación, las medidas regulatorias que afectan a las actividades reguladas de gas en España y el efecto tipo de cambio, el ebitda disminuirá en un 0,5%.

El ebitda de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa aumenta en un 37,2% por la incorporación de CGE y representa un 50,8% total consolidado frente a un 40,9% en el año anterior. Por otro lado, el ebitda proveniente de las operaciones en España desciende un 8,0% y reduce su peso relativo en el total consolidado al 49,2%.

Resultado de explotación

	2015 %s/total		2014 %s/total		% 2015/2014
Distribución de gas	570	34,5	567	32,2	0,5
<i>España</i>	290	17,6	304	17,3	(4,6)
<i>Italia</i>	20	1,2	22	1,2	(9,1)
<i>Latinoamérica</i>	260	15,7	241	13,7	7,9
Distribución de electricidad	284	17,2	268	15,3	6,0
<i>España</i>	182	11,0	183	10,4	(0,5)
<i>Moldavia</i>	15	0,9	15	0,9	-
<i>Latinoamérica</i>	87	5,3	70	4,0	24,3
Gas	516	31,2	545	30,9	(5,3)
<i>Infraestructuras</i>	104	6,3	101	5,7	3,0
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	412	24,9	444	25,2	(7,2)
Electricidad	148	8,9	154	8,7	(3,9)
<i>España</i>	77	4,6	100	5,7	(23,0)
<i>Global Power Generation</i>	71	4,3	54	3,0	31,5
CGE	197	11,9	-	-	-
Otras actividades	(61)	(3,7)	228	12,9	-
Total	1.654	100,0	1.762	100,0	(6,1)

Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro de inmovilizado hasta el 30 de junio de 2015 ascienden a 893 millones de euros y registran un incremento del 12,2%.

Las provisiones de morosidad se sitúan en 127 millones de euros frente a 116 millones de euros en 2014.

En 2015 no se han generado resultados procedentes de la enajenación de activos (253 millones de euros en 2014) por lo que el beneficio operativo se sitúa en 1.654 millones de euros, un 6,1% inferior al del año anterior.

Resultado financiero

El resultado financiero de los primeros seis meses de 2015 es de 463 millones de euros negativos (398 millones de euros negativos en 2014) un 16,3% superior al del mismo periodo del ejercicio anterior.

Resultado de entidades valoradas por el método de la participación

En el primer semestre de 2015 el resultado es de 7 millones de euros frente a menos 12 millones de euros en el mismo semestre del año anterior, básicamente por la aportación positiva de 11 millones de euros de CGE.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue inferior en un 18,7% a la del año anterior como consecuencia de la mayor duración y alcance de la parada programada de la central en relación con el año anterior.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas en el primer semestre de 2015 ha alcanzado un volumen de 16.479 GWh frente a los 19.403 GWh registrados en el semestre del año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 9.588 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales frente a 11.518 GWh en el primer semestre del 2014.

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 del 30% al 28% para el ejercicio 2015 y al 25% a partir del ejercicio 2016.

La tasa efectiva al 30 de junio de 2015, registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual, ha ascendido al 24,5%, sin variación respecto a la registrada en el mismo período del año anterior, debido a que el efecto de la disminución del tipo general de gravamen consecuencia de la Ley 27/2014 se ha visto compensado, básicamente, por la consideración de menores deducciones fiscales.

Participaciones no dominantes

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden fundamentalmente a los resultados de las participaciones no dominantes en EMPL, en CGE, a las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México y a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia.

El resultado atribuido a las participaciones no dominantes en los primeros seis meses de 2015 asciende a 153 millones de euros, frente a 89 millones de euros en el mismo periodo del año anterior. El incremento se debe fundamentalmente a la incorporación de CGE (39 millones de euros) y al registro de los intereses devengados en el primer semestre de 2015 por las obligaciones perpetuas subordinadas (24 millones de euros).

2.4. Análisis de balance consolidado

Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

	2015	2014	%
Inversiones materiales e intangibles	658	666	(1,2)
Inversiones financieras	86	27	218,5
Total inversiones	744	693	7,4

Las inversiones materiales e intangibles del primer semestre de 2015 alcanzan los 658 millones de euros, con una disminución del 1,2% respecto a las del mismo período del año anterior. En esta evolución debe tenerse en consideración la incorporación del buque metanero Ribera del Duero en marzo de 2014 de 170.000 m³ de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero, por 177 millones de euros, así como la incorporación de CGE en 2015 con una inversión de 119 millones de euros. Ajustando dichos importes, las inversiones materiales e intangibles crecen en un 10,2%.

Las inversiones financieras en 2015 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de un 12,75% adicional de la filial Gasmar (Chile) por 33 millones de euros, a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia por 19 millones de euros y a una adquisición adicional del 0,65% del capital de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) por 18 millones de euros.

Las inversiones financieras en 2014 corresponden básicamente a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12.

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

	2015	2014	%
Distribución de gas	255	200	27,5
<i>España</i>	136	116	17,2
<i>Italia</i>	9	9	-
<i>Latinoamérica</i>	110	75	46,7
Distribución de electricidad	137	114	20,2
<i>España</i>	78	60	30,0
<i>Moldavia</i>	3	5	(40,0)
<i>Latinoamérica</i>	56	49	14,3
Gas	18	190	(90,5)
<i>Infraestructuras</i>	3	180	(98,3)
<i>Aprovisionamiento y Comercialización</i>	15	10	50,0
Electricidad	108	115	(6,1)
<i>España</i>	82	47	74,5
<i>Global Power Generation</i>	26	68	(61,8)
CGE	119	-	-
Otras actividades	21	47	(55,3)
Total	658	666	(1,2)

El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 27,5% y representa el 38,8% del total consolidado. La distribución de electricidad aumenta un

20,2% y supone el 20,8% del total donde destaca el crecimiento en España. Asimismo, la inversión en CGE representa otro 18,1% del total.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España disminuyen en un 26,2% (un aumento del 23,0% si se excluye la inversión realizada en el buque metanero en el primer trimestre de 2014). Por su lado, las inversiones en el exterior aumentan en un 48,2% debido a la incorporación de CGE, sin considerar ese importe disminuyen en un 4,9%.

Patrimonio neto

La aplicación del resultado del ejercicio 2014 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 14 de mayo de 2015 supone destinar 909 millones de euros a dividendos y alcanzar un *pay-out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,4% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2014 de 20,81 euros por acción.

Consecuentemente y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) ha supuesto distribuir un dividendo bruto total de 0,908 euros por acción, del que el 8 de enero de 2015 se abonó el dividendo a cuenta de 0,397 euros por acción y el 1 de julio de 2015 el dividendo complementario de 0,511 euros por acción, ambos en efectivo.

El pasado 21 de abril de 2015 Gas Natural Fenosa cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por un importe de 500 millones de euros, amortizable a elección del emisor a partir del noveno aniversario de la misma, con un cupón anual del 3,375% y un precio de emisión de los nuevos bonos del 98,65% de su valor nominal.

Adicionalmente, con fecha 4 de mayo de 2015, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. aprobó una oferta de recompra de una emisión de participaciones preferentes en efectivo a un 85% del valor nominal. Estas participaciones preferentes fueron emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A.U. por importe de 750 millones de euros en 2005 siendo aceptada la propuesta por el 85,3% de los preferentistas, lo que supone un valor nominal de 640 millones de euros.

A 30 de junio de 2015 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los 18.410 millones de euros. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de 14.583 millones de euros y representa un crecimiento del 4,7% respecto al 30 de junio de 2014.

Deuda financiera neta

Evolución de la deuda financiera neta (millones de euros)

	30.06.15	30.06.14	%
Deuda financiera neta	16.737	13.472	24,2

A 30 de junio de 2015 la deuda financiera neta alcanza los 16.737 millones de euros y sitúa el ratio de endeudamiento en el 47,6%.

Los ratios de Deuda financiera neta/Ebitda y Ebitda/Resultado financiero se sitúan a 30 de junio de 2015 en 3,3x y en 5,8x, respectivamente.

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

	30.06.15	30.06.14
Deuda financiera no corriente	17.183	14.484
Deuda financiera corriente	1.833	4.524
Efectivo y otros medios equivalentes	(2.161)	(5.528)
Derivados	(118)	(8)
Deuda financiera neta	16.737	13.472

Vencimiento de la deuda neta (millones de euros)

	2015	2016	2017	2018	Post 2019
Vencimientos de la deuda neta	221	916	2.520	2.368	10.712

La tabla anterior muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de junio de 2015.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 93,2% tiene vencimiento igual o posterior al año 2017. 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 78% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 22% restante a tipo variable. El 4% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 96% restante a largo plazo.

Siguiendo con la política financiera de Gas Natural Fenosa en relación tanto a la diversificación geográfica como de instrumentos financieros, se ha efectuado diversas operaciones en los mercados de capitales. En primer lugar, el 13 de enero de 2015 Gas Natural Fenosa, a través de su programa EMTN, realizó una emisión de bonos en el euromercado por un importe de 500 millones de euros y vencimiento en enero de 2025, con un cupón anual del 1,375%.

Con el mismo objetivo anterior, la filial Gas Natural México S.A. de C.V. ha colocado el 14 de julio de 2015 dos emisiones de bonos por un importe total de 2.800 millones de pesos mexicanos bajo su Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores. El tramo a 3 años con un importe de 1.500 millones de pesos mexicanos se cerró a tasa variable (TIE) más un *spread* de 44 puntos básicos, mientras que el coste del tramo a 10 años e importe de 1.300 millones de pesos mexicanos fue del 7,67% anual. Para esta emisión, Gas Natural México recibió una calificación local de AAA por parte de Fitch Ratings y de AA+ por Standard & Poor's (S&P).

Finalmente, durante el segundo trimestre de 2015, se ha continuado con la gestión del disponible bancario y la reducción en sus márgenes para aprovechar el actual entorno favorable de los mercados financieros. En este sentido, se enmarca la nueva financiación del Club Deal en el primer trimestre de 2015 mediante la cancelación del tramo de préstamo de 750 millones de euros y la ampliación de 1.500 millones de euros a 1.750 millones de euros del tramo de línea de crédito, alargando el vencimiento hasta el año 2020 y reduciendo los costes.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 30 de junio de 2015 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(millones de euros)	30.06.2015	%
EUR	12.650	75,6
CLP	2.092	12,5
US\$	855	5,1
COP	613	3,7
MXN	277	1,7
BRL	225	1,3
Otras	25	0,1
Total deuda financiera neta	16.737	100,0



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

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

Liquidez y recursos de capital

A 30 de junio de 2015 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de 9.790 millones de euros, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

Fuente de liquidez	Disponibilidad 2015
Líneas de crédito comprometidas	7.135
Líneas de crédito no comprometidas	441
Préstamos no dispuestos	53
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	2.161
Total	9.790

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de junio de 2015 se sitúan en 5.747 millones de euros e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de 3.395 millones de euros, el programa de Euro Commercial Paper (ECP) por 506 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 1.846 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.).

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	591	630	(6,2)
Aprovisionamientos	(10)	(10)	-
Gastos de personal, neto	(37)	(38)	(2,6)
Otros gastos/ingresos	(108)	(130)	(16,9)
Ebitda	436	452	(3,5)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(146)	(144)	1,4
Dotación a provisiones	-	(4)	-
Resultado de explotación	290	304	(4,6)

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, incluyó una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 y tiene como objetivo solucionar el incipiente déficit de tarifa del sector.

Los ajustes recogen también el establecimiento de un marco regulatorio estable, con un horizonte temporal hasta el año 2020, y que incorpora un mecanismo de retribución de la distribución de gas que permitirá un aumento acompasado de la retribución y de los ingresos del sistema y, por lo tanto, mantendrá el incentivo al crecimiento de la red de distribución y a la captación de nuevos clientes.

Dichos ajustes incluyen una modificación de la retribución de las actividades de distribución y transporte de gas que, en el caso de Gas Natural Fenosa, ha supuesto una reducción de la retribución de aproximadamente 48 millones de euros en el ejercicio 2014 (julio-diciembre).

Dicha modificación de la retribución tiene plenos efectos en los resultados del primer semestre de 2015 mientras que en el período con que se compara, primer semestre de 2014, todavía no era de aplicación. El impacto diferencial se estima en 53 millones de euros.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los 591 millones de euros siendo inferior en 39 millones de euros respecto al mismo período del año anterior derivado de la revisión regulatoria antes mencionada y el ebitda disminuye en un 3,5%.

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Ventas – ATR (GWh)	91.084	87.212	4,4
Red de distribución (Km)	49.627	48.258	2,8
Incremento de puntos de suministro, en miles	25	26	-3,8
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	5.251	5.198	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas aumentan un 4,4% (3.872 GWh). La demanda de gas de distribución menor a 4 bares ha crecido un 15,4% (3.455 GWh) por una climatología favorable respecto al primer semestre del año anterior de +108 grados-día¹ (el año 2014 fue el año más cálido de los últimos quince años). Por el contrario la demanda en el mercado industrial menor a 60 bares ha disminuido un 1,0% (-461 GWh) asociado al sector de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias, que tuvieron impacto a partir del segundo trimestre del 2014.

La red de distribución se incrementa en los últimos doce meses en 1.369 km y en 696 km en el primer semestre del 2015, permitiendo la gasificación de 6 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.153 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.251.000 puntos de suministro, con un crecimiento del 1,0%.

El pasado 5 de marzo de 2015, Gas Natural Fenosa resultó adjudicataria del concurso abierto por el Govern Balear para iniciar la gasificación de la isla de Menorca con un plazo de ejecución previsto de cuatro años.

¹ Valor acumulado en el período de las diferencias positivas entre la temperatura media diaria y 15°C.

2.5.2 Distribución gas Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	46	46	-
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	(6)	(5)	20,0
Otros gastos/ingresos	(7)	(7)	-
Ebitda	33	34	(2,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(13)	(12)	8,3
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	20	22	(9,1)

El ebitda alcanza los 33 millones de euros, ligeramente por debajo respecto al año pasado debido a gastos no recurrentes asociados a la administración judicial, terminada en mayo 2015, por 0,6 millones de euros.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas – ATR (GWh)	2.473	2.192	12,8
Red de distribución (Km)	7.124	7.005	1,7
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	456	456	-

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.473 GWh, con un aumento del 12,8% respecto al año 2014 por una climatología más favorable.

La red de distribución al 30 de junio de 2015 asciende a 7.124 km, con un aumento de 119 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 456.429 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, Colombia, México y Perú.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.736	1.600	8,5
Aprovisionamientos	(1.233)	(1.145)	7,7
Gastos de personal, neto	(50)	(45)	11,1
Otros gastos/ingresos	(124)	(111)	11,7
Ebitda	329	299	10,0
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(58)	(51)	13,7
Dotación a provisiones	(11)	(7)	57,1
Resultado de explotación	260	241	7,9

El importe neto de la cifra de negocios asciende a 1.736 millones de euros y registra un incremento del 8,5%, con un volumen de ventas un 0,4% superior al del año anterior.

El ebitda alcanza los 329 millones de euros, lo que supone un incremento del 10,0% respecto al del mismo período del año anterior, favorecido por el comportamiento de las divisas, que se apreciaron en México (+4,9%) y Argentina (+9,5%), compensado en parte por la devaluación de la moneda en Colombia (-4,0%) y Brasil (-5,9%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda se incrementaría en un 10,8%.

La aportación de Brasil representa un 41,3% del ebitda con un volumen de ventas un 5,1% superior respecto al del mismo período del año anterior debido principalmente a las ventas de gas destinadas al mercado de generación.

El ebitda de México representa un 26,7% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 42,0% respecto al año anterior, incrementándose el margen de energía un 22,3%, debido fundamentalmente al mayor margen en el mercado doméstico/ comercial.

Colombia aporta un 26,1% del ebitda, destacando un incremento del 7,3% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Ventas actividad de gas (GWh):	122.367	121.887	0,4
Ventas de gas a tarifa	77.786	76.528	1,6
ATR	44.581	45.359	(1,7)
Red de distribución (Km)	71.964	69.761	3,2
Incremento de puntos de suministro, en miles	139	126	10,3
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	6.732	6.447	4,4

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2015 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	31.678	53.417	12.695	24.577	122.367
Incremento vs. 1S14 (%)	(12,5)	5,1	7,3	6,7	0,4
Red de distribución	24.538	6.951	21.130	19.345	71.964
Incremento vs 30/06/2014 (km)	373	401	634	795	2.203
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	1.598	959	2.687	1.488	6.732
Incremento vs. 30/06/2014, en miles	28	44	111	102	285

A 30 de junio de 2015 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.731.819 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 138.372 puntos de suministro en el primer semestre de 2015, principalmente en México, con un incremento de 53.674, y Colombia con un crecimiento de 51.913 puntos de suministro.

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 122.327 GWh con un incremento del 0,4% respecto a las ventas registradas en 2014.

La red de distribución de gas se incrementa en 2.203 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 71.964 km a finales de junio de 2015, lo que representa un crecimiento del 3,2%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 795 km.

Los aspectos más relevantes en relación con la actividad en el área durante el primer trimestre de 2015 han sido:

- En Argentina, en junio de 2015, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 263/2015 que establece una "Asistencia Económica Transitoria" para las distribuidoras de gas, cuyo objetivo es mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento, hasta que concluya el proceso con una nueva Revisión Tarifaria Integral. El importe establecido como asistencia para Gas Natural Fenosa asciende a 515 millones de pesos argentinos. La resolución y notas complementarias del Enargas establecen que la asistencia se recibirá en diez cuotas mensuales, y también disponen una serie de requisitos y limitaciones a cumplir por parte de la compañía. Como consecuencia de ello se incrementa el resultado respecto al mismo período del año anterior.

Adicionalmente, continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 30% anual.

- En Brasil, el incremento neto de clientes en doméstico/comercial crece un 29,4% respecto al semestre del año anterior. Las ventas para el mercado de generación y ATR superaron en un 9,4% los altos niveles alcanzados en el mismo período del año anterior, al mantenerse la situación de escasez de lluvias y los bajos niveles de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en junio de 2015 en el 36,1%, 34,0 p.p. por debajo de la media histórica (70,1% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país.
- En Colombia, las ventas de gas y ATR crecen respecto al año anterior en un 7,3% debido principalmente al mayor volumen industrial (+11,4%) en especial por las mayores ventas en el mercado secundario. El incremento neto de clientes doméstico/comercial alcanza los 51.913 clientes en el semestre, experimentando un descenso del 9,2% respecto al primer semestre de 2014 principalmente por el retraso en la entrega de viviendas por parte de las

constructoras, lo que afecta el mercado de nueva edificación, situación que se espera sea normalizada en los próximos meses.

En el ámbito de los negocios no regulados se presenta una evolución positiva frente a 2014, especialmente en Servigas, con un incremento neto de clientes del 44% y un aumento de margen del 70%; seguros incrementa sus contratos un 5% y el margen en un 14%. En cuanto a la venta de aparatos, a pesar de que se registra una ligera caída respecto al ejercicio anterior (-1,0%), el margen operativo crece un 15%.

- En México, la actividad del plan de aceleración del crecimiento, focalizada principalmente en las zonas de Distrito Federal y los Bajíos continúa con un crecimiento sostenido. El incremento neto de clientes alcanza una significativa evolución del 41,7% en el primer semestre del año, con un 22,0% de incremento en las puestas en servicio debido principalmente al crecimiento de la saturación horizontal en Bajíos y Distrito Federal, así como en nueva edificación en la zona de Bajíos, Monterrey y Distrito Federal y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas destaca el incremento del 8,7% en el sector industrial por la mayor demanda de las grandes empresas de las zonas de Bajío Norte y Monterrey; el crecimiento del 6,2% en el segmento doméstico/comercial por el mayor consumo unitario, (principalmente en las zonas de Monterrey, Distrito Federal y Bajíos) y la mayor base de clientes; y unas mayores transmisiones en ATR del 6,2% por la mayor demanda de consumo en Monterrey y Distrito Federal.
- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando en el desarrollo de los trabajos con el objetivo de iniciar la operación comercial a lo largo del año 2016.

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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	409	409	-
Aprovisionamientos	(1)	-	-
Gastos de personal, neto	(46)	(53)	(13,2)
Otros gastos/ingresos	(73)	(69)	5,8
Ebitda	289	287	0,7
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(107)	(102)	4,9
Dotación a provisiones	-	(2)	-
Resultado de explotación	182	183	(0,5)

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, establece la retribución para la actividad de transporte, distribución y gestión comercial 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, reconociendo las inversiones realizadas en el año 2013.

El ebitda en el primer semestre del año 2015 alcanza los 289 millones de euros con un aumento del 0,7% con respecto al mismo período de 2014. El importe neto de la cifra de negocio es de 409 millones de euros, similar al mismo período del año anterior a pesar del reconocimiento de las inversiones puestas en servicio en 2013, por el efecto de la regularización de retribuciones de los años 2008 y 2009 realizada en el año 2014, efecto que ha sido compensado por el incremento de retribución debido al reconocimiento de las inversiones puestas en servicio en 2013. La disminución de los gastos de personal, consecuencia de las medidas de eficiencia aplicadas durante 2014 que tienen ya un impacto positivo en este ejercicio, da lugar a un aumento del ebitda del 0,7%.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh): ATR	16.188	16.038	0,9
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.676	3.670	0,2
TIEPI (minutos)	20	27	(25,9)
Índice de pérdidas de red (%)	9,0	8,5	5,9

La energía suministrada se incrementa en un 0,9%, por debajo de la demanda de distribución nacional que se situó en junio de 2015 en 121.876 GWh con un crecimiento del 2% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se ha incrementado en 5.719 respecto a la misma fecha del año anterior.

Con respecto al TIEPI, se sitúa por debajo del año anterior favorecido por una climatología favorable sin incidencias significativas.

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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	129	116	11,2
Aprovisionamientos	(103)	(89)	15,7
Gastos de personal, neto	(3)	(3)	-
Otros gastos/ingresos	(5)	(6)	(16,7)
Ebitda	18	18	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(3)	(3)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	15	15	-

El importe neto de la cifra de negocios recoge, como *pass-through*, el comportamiento registrado en el apartado de aprovisionamientos, 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 ebitda se mantiene estable a pesar del mayor tipo de cambio del euro respecto a la moneda local en 2015 (20,19 Lei/€ en 1S 2015 vs a 18,55 Lei/€ en 1S 2014).

En moneda local se registra un incremento del ebitda del 5,7%, el cual se debe a mayores ingresos tarifarios debido al impacto positivo del tipo de cambio Lei/USD en la remuneración de activos, a las menores pérdidas de red y también a la aplicación del coste de extensión de vida útil de los activos.

Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh) – ventas a tarifa	1.358	1.305	4,1
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	861	852	1,1
Índice de pérdidas de red (%)	8,8	9,5	(7,4)

El plan de mejora de la gestión que Gas Natural Fenosa continúa desarrollando en Moldavia 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, está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora permanente de los indicadores operativos básicos:

- La energía suministrada presenta un incremento del 4,1% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas.
- Los puntos de suministro alcanzan los 860.717, lo que supone un crecimiento del 1,1% respecto al cierre del mismo período del 2014 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

2.5.6 Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia y Panamá.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.096	1.075	2,0
Aprovisionamientos	(782)	(814)	(3,9)
Gastos de personal, neto	(27)	(26)	3,8
Otros gastos/ingresos	(105)	(84)	25,0
Ebitda	182	151	20,5
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(32)	(30)	6,7
Dotación a provisiones	(63)	(51)	23,5
Resultado de explotación	87	70	24,3

El ebitda de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los 182 millones de euros aumentando un 20,5% frente al del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el ebitda aumentaría en un 16%.

El negocio de distribución de Colombia aporta 125 millones de euros de ebitda, lo que supone un aumento del 21% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Este ebitda recoge mayores tributos por 11 millones de euros, correspondientes al Impuesto a la Riqueza, en función de la reforma tributaria aprobada en diciembre de 2014. Sin considerar el efecto de este impuesto la variación sería del +32%, respondiendo fundamentalmente a los mayores ingresos por incremento del cargo de comercialización desde mayo de 2015 y el aumento de la demanda.

Asimismo, el ebitda del primer semestre del año 2015 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por 57 millones de euros.

A la contención de las pérdidas en Colombia ha contribuido el incremento de la facturación puesta al cobro a clientes de zonas con mayores niveles de fraude. Este incremento del importe puesto al cobro ha generado un aumento de las provisiones relacionadas.



Principales magnitudes

	2015	2014	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	8.758	8.372	4,6
Tarifa	8.240	7.854	4,9
ATR	518	518	-
Puntos de suministro, en miles (a 30/06)	3.094	2.965	4,4

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 8.758 GWh, con un incremento del 4,6%, generado por el crecimiento de la demanda, tanto en Colombia como en Panamá.

Se mantiene la evolución positiva de la demanda y se produce un aumento de la cifra de clientes en ambos países, registrándose un crecimiento conjunto del 4,4%.

Las principales magnitudes físicas por países en el primer semestre de 2015 son las siguientes:

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad	6.389	2.369	8.758
Incremento vs. 1S14 (%)	3,9	6,7	4,6
Puntos de suministro, en miles	2.526	568	3.094
Incremento vs. 30/06/2014, en miles	101	28	129
Índice de pérdidas de red (%)	16,6	11,0	15,0

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

Los indicadores de pérdidas evolucionan conforme a lo previsto en los planes de reducción de las distribuidoras.

Gas

2.5.7 Infraestructuras

Este negocio 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.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	157	154	1,9
Aprovisionamientos	(2)	(5)	(60,0)
Gastos de personal, neto	(2)	(2)	-
Otros gastos/ingresos	(10)	(7)	42,9
Ebitda	143	140	2,1
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(39)	(39)	-
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	104	101	3,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer semestre de 2015 alcanza los 157 millones de euros, con un aumento del 1,9%.

El ebitda se eleva hasta los 143 millones de euros, un 2,1% mayor que en el mismo período del año anterior a pesar de un menor volumen transportado por el gasoducto Magreb-Europa en el año 2015 pero favorecido por el efecto positivo del tipo de cambio del USD.

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	51.154	61.547	(16,9)
Portugal-Marruecos	16.976	17.681	(4,0)
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	34.178	43.866	(22,1)

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 51.154 GWh, un 16,9% inferior al del año anterior. Del volumen anterior, 34.178 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 16.976 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,9% de participación en Medgaz, S.A. Medgaz es la compañía que ostenta la propiedad y que 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 2015 ascienden a 3.510 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 de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar. Gas Natural Fenosa recurrió esa decisión. En mayo de 2015 la Junta de Andalucía ha emitido un dictamen preliminar de AAU (Autorización Ambiental Unificada) favorable para Aznalcázar y desfavorable para Marismas Oriental al que Gas Natural Fenosa ha efectuado las oportunas alegaciones. Desde abril de 2012, el área de Marismas Occidental funciona parcialmente como almacenamiento subterráneo.

2.5.8 Aprovisionamiento y Comercialización

Este negocio 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 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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	5.834	6.106	(4,5)
Aprovisionamientos	(5.221)	(5.473)	(4,6)
Gastos de personal, neto	(33)	(32)	3,1
Otros gastos/ingresos	(125)	(107)	16,8
Ebitda	455	494	(7,9)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(12)	(11)	9,1
Dotación a provisiones	(31)	(39)	(20,5)
Resultado de explotación	412	444	(7,2)

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 5.834 millones de euros y disminuye un 4,5% respecto al mismo período del año anterior. El ebitda registra unos resultados de 455 millones de euros lo que supone una disminución del 7,9%, condicionado en gran medida por el desempeño a la baja del segmento minorista afectado por la estructura deficitaria de la TUR. La flexibilidad en la gestión de la cartera global de contratos adaptándose al contexto actual de precios debería permitir una progresiva mejora de márgenes durante el segundo semestre, estabilizando el desempeño del ebitda en el conjunto de 2015.

Entorno de mercado

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

	2015	2014	%
Brent (USD/bbl)	57,9	108,9	(46,8)
Henry Hub (USD/MMBtu)	2,9	4,6	(37,0)
NBP (USD/MMBtu)	7,1	8,8	(19,3)
TTF (€/MWh)	21,4	23,6	(9,3)

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Suministro de gas (GWh):	164.731	157.684	4,5
España:	97.600	100.021	(2,4)
Comercialización Gas Natural Fenosa	75.245	72.031	4,5
Residencial	17.700	15.442	14,6
Industrial	48.791	49.749	(1,9)
Electricidad	8.754	6.840	28,0
Aprovisionamiento a terceros	22.355	27.990	(20,1)
Internacional:	67.131	59.444	12,9
Europa mayorista	27.075	21.765	24,4
Europa minorista	2.095	1.781	17,6
Resto exterior	37.961	35.898	5,7
Contratos mantenimiento, en miles (a 30/06)	2.730	2.391	14,2
Cuota de mercado comercialización España	46,8%	47,2%	(0,8)

La comercialización mayorista de Gas Natural Fenosa (industrial, electricidad y aprovisionamiento a terceros) alcanza los 144.936 GWh y aumenta un 1,9%, fundamentalmente por la comercialización de gas natural en el exterior.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español a clientes finales se ha recuperado por cuarto trimestre consecutivo, y alcanza los 57.545 GWh (48.791 GWh en el mercado industrial y 8.754 GWh en el mercado eléctrico) en el primer semestre de 2015, un 1,7% superior al mismo período del año anterior, debido fundamentalmente a un mayor consumo de ciclos combinados. Por su parte, el aprovisionamiento a terceros disminuye un 20,1%.

Por otro lado, la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 67.131 GWh en el primer semestre de 2015 con un aumento del 12,9% con respecto al mismo período de 2014.

En el segundo trimestre de 2015 Gas Natural Fenosa ha sido adjudicataria en la subasta de gas operación del 20% del volumen subastado.

De acuerdo con el último informe de supervisión del mercado mayorista de la CNMC, el volumen negociado en el mes de marzo en el mercado secundario (OTC español) fue de 56 TWh que corresponde al 196% de la demanda del mes, con 52 empresas activas y 9.404 operaciones. Gas Natural Fenosa tiene una cuota de compra en el mercado OTC del 11%.

En Portugal, Gas Natural Fenosa se consolida como segundo operador del país con una cuota superior al 15%, siendo el primer operador extranjero del país. En el mercado industrial, donde centra principalmente sus actividades, la cuota es superior al 20%. Ello le permite mantener su liderazgo en la península ibérica en puertas del próximo lanzamiento del mercado ibérico de gas (MIBGAS).

Gas Natural Fenosa ha participado en las subastas mensuales celebradas en la plataforma PRISMA para adquirir capacidad de exportación a Portugal, con un resultado en abril del 40,7% del total adjudicado. Asimismo también ha participado en junio de 2015 para adquirir capacidad de exportación a Francia con el resultado del 30% de la cantidad ofertada para el mes de julio de 2015.



Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 24,0 TWh/año con clientes de diversos ámbitos, que varían desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica, Luxemburgo, Holanda y Alemania, donde cuenta ya con una cartera contratada de 14,0 TWh/año.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 6,2 TWh/año a cierre del primer trimestre de 2015.

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 o países líderes en dicho mercado.

En el área de aprovisionamientos, en junio de 2014 Gas Natural Fenosa firmó con la compañía norteamericana Cheniere un nuevo contrato de aprovisionamiento de GNL, según el cual la sociedad norteamericana le suministrará 2 bcm anuales con libertad de destino mundial, procedentes de su planta de licuefacción Corpus Christi, proyectada en Texas. El acuerdo suscrito tiene una duración inicial de 20 años, prorrogables a 10 más, y prevé que la primera entrega de gas se realice en 2019, una vez concluida la construcción y puesta en operación del segundo tren de la planta de licuefacción. La culminación de este acuerdo está condicionada a que el proyecto de construcción de la planta reciba autorización regulatoria y se garanticen los recursos necesarios para su financiación.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa orienta sus esfuerzos en atender las necesidades energéticas de los clientes proporcionando productos y servicios de calidad, gracias a este desempeño se ha alcanzado la cifra de 12,4 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 534.000 son en Italia.

Gas Natural Fenosa, pionera en la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) ha superado los 1,5 millones de hogares, asimismo gran parte de estos hogares (84%) también han contratado el servicio de mantenimiento, al ofrecer unas prestaciones excelentes, de respuesta rápida y efectiva.

Con la firme voluntad de seguir creciendo en el mercado minorista se han comercializado productos y servicios en todo el ámbito geográfico nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado de 1.023.000 nuevos contratos en 2015.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa se ha ampliado el servicio exclusivo Energy Class a los clientes eléctricos de más de 75 MWh/año (hasta ahora > 100MWh/año). La cartera de servicios de mantenimiento de gas y electricidad para Pymes sigue creciendo y ha alcanzado los 12.000 contratos. Asimismo, continúa la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre del primer semestre de 2015 los 44.000 contratos.

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

La amplia y diversificada oferta de servicios para cliente residencial y Pymes ha hecho crecer la cartera hasta los 2,7 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 145 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite maximizar la calidad del servicio y satisfacción de los clientes. Gracias a este desempeño la cartera de contratos de energía y servicios en el segmento minorista ha crecido en un 5% en términos homogéneos respecto al 30 de junio de 2014.

Desde el área de Soluciones Energéticas se continúa trabajando en la ampliación de la cartera de nuevos productos y servicios de valor añadido, lanzando en 2015 dos nuevos servicios energéticos mejorando y completando la oferta de Gas Natural Fenosa.

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

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	2.837	2.764	2,6
Aprovisionamientos	(2.082)	(1.986)	4,8
Gastos de personal, neto	(65)	(72)	(9,7)
Otros gastos/ingresos	(333)	(319)	4,4
Ebitda	357	387	(7,8)
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(260)	(274)	(5,1)
Dotación a provisiones	(20)	(13)	53,8
Resultado de explotación	77	100	(23,0)

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en España alcanza los 2.837 millones de euros, con un aumento del 2,6% respecto al mismo período del año anterior y el ebitda se eleva a 357 millones de euros con una disminución del 7,8% respecto a 2014 debido fundamentalmente al diferente comportamiento de los precios del *pool* entre los períodos que se comparan.

Entorno de mercado

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular ha alcanzado en los primeros seis meses de 2015 los 123.455 GWh, un 1,9% superior a la del mismo periodo de 2014, cifra que, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, es decir la demanda neta, aumenta un 0,5%.

El saldo físico de intercambios internacionales, se ha mantenido exportador con 1,3 TWh, 0,5 TWh menos exportados que en el primer semestre de 2014.

El consumo de bombeo alcanzó en los seis primeros meses del año ha sido de 2,5 TWh, un 24,2% menos que en 2014 a estas fechas.

La generación neta nacional presenta un aumento del 0,8% en los seis primeros meses de 2015.

La generación renovable en valores acumulados disminuye un 14,3% y cubre un 43,5% de la demanda, ocho puntos menos que en 2014.

La generación eólica ha disminuido un 5,3% respecto al primer semestre de 2014, y en términos de cobertura representa 1,7 puntos menos.

El resto de generación renovable ha presentado en los seis primeros meses de 2015 una disminución del 22,0%, con disminuciones en todas la tecnologías excepto en la solar térmica, 10,7% de aumento.

La generación hidráulica convencional ha presentado una disminución en los seis primeros meses de 2015 del 32,4%. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2015 califica al año como seco, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio



histórico del 82%; es decir, estadísticamente 82 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación no renovable ha presentado un aumento del 15,5% respecto al mismo periodo del año anterior con fuerte aumentos del carbón y ciclos. El hueco térmico por tanto aumenta un 46,1%, cubriendo un 26,2% de la demanda, 8 puntos más que en 2014.

La generación nuclear ha disminuido un 0,5% en los seis primeros meses del 2015.

La generación con carbón ha presentado en el primer semestre de 2015 un aumento del 59,5% con una cobertura del 17,4%, 6,3 puntos más que en el acumulado del 2014. La utilización de las antiguas unidades de garantía de suministro ha sido del 39% en el año frente al 54% de utilización del resto del carbón.

La generación con ciclos combinados ha aumentado un 25,3% respecto al mismo periodo del año anterior, manteniendo la cobertura del 8,8%, un punto y medio más que en 2014.

El resto de térmica no renovable, cogeneración básicamente, ha aumentado un 3,6% en los seis primeros meses de 2015.

Se da la circunstancia de que en este trimestre se ha dado de baja la central de Foix, la última de la tecnología de fuel del antiguo régimen ordinario.

La evolución de los principales índices de precios en los mercados eléctricos y relacionados (adicionales a los índices mencionados en el apartado 2.5.6.) ha sido la siguiente:

	2015	2014	%
Precio medio ponderado del mercado diario (€/MWh)	48,5	32,0	51,6
Carbón API 2 CIF (USD/t)	59,6	76,6	(22,2)
CO ₂ EUA (€/ton)	7,2	5,6	28,6

Principales magnitudes

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

	2015	2014	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.145	12.123	0,2
Generación:	11.226	11.221	0,1
Hidráulica	1.954	1.949	0,3
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.065	-
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Generación renovable y cogeneración:	919	902	1,9
Eólica	752	738	1,9
Minihidráulica	110	107	2,8
Cogeneración y otros	57	57	-
Energía eléctrica producida (GWh):	14.663	13.716	6,9
Generación:	13.581	12.509	8,6
Hidráulica	1.824	2.984	(38,9)
Nuclear	2.119	2.088	1,5
Carbón	2.971	1.497	98,5
Ciclos combinados	6.667	5.940	12,2
Generación renovable y cogeneración:	1.082	1.207	(10,4)
Eólica	818	890	(8,1)
Minihidráulica	243	254	(4,3)
Cogeneración y otros	21	63	(66,7)
Factor de disponibilidad Generación (%)	91,9	95,2	(3,5)
Ventas de electricidad (GWh):	17.394	16.884	3,0
Mercado liberalizado	14.565	13.596	7,1
PVPC/Regulado	2.829	3.288	(14,0)
Cuota de mercado de generación	18,1%	17,0%	6,5

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa en los seis primeros meses de 2015 fue de 14.663 GWh un 6,9% superior a la del mismo periodo del año anterior.

La producción de generación tradicional ascendió a 13.581 GWh un 8,6% superior a la del año anterior, destacando el fuerte aumento del carbón 98,5% y la disminución de la hidráulica del 38,9%.

El año 2015 comenzó en el primer trimestre con una característica hidrológica de año medio (61% de PSS) para finalizar este segundo trimestre como seco, con una característica del 79%, destacando como especialmente secos los meses de abril y junio con probabilidades superiores al 90%.

El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 47,7% de llenado, frente al 53,6% de finales de junio del pasado año.

La producción nuclear ha presentado en los seis primeros meses de 2015 un aumento del 1,5%, si bien esta cifra está afectada por el desplazamiento de las paradas programadas.

La producción con carbón en el primer semestre del año casi duplica a la del pasado año, si bien la cifra del 2014 tiene distintos criterios de funcionamiento al serle de aplicación del Real Decreto de Garantía de Suministro vigente hasta el 31 de diciembre de 2014. En estas cifras tiene especial relevancia la del mes de junio de 2015 con más de 1 TWh de producción, con funcionamiento de todo el equipo excepto Narcea 1.

La generación de electricidad con ciclos combinados de los seis primeros meses de 2015 supone un incremento del 12,2% respecto al mismo período del 2014.

La cuota de mercado en generación tradicional, acumulada a 30 de junio de 2015, de Gas Natural Fenosa es del 18,1%, superior al 17,0% de final del segundo trimestre de 2014.

La generación renovable y cogeneración en los seis primeros meses de 2015 presenta descensos en todas las tecnologías, especialmente la cogeneración con un 66,7% de disminución.

En comercialización de electricidad las ventas de los seis primeros meses de 2015 se eleva a 17.394 GWh con un crecimiento del 3,0%. 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.

En los seis primeros meses de 2015, 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 5,5 millones de toneladas de CO₂ (+1,7 millones de toneladas respecto al mismo período del año anterior).

Como parte de sus compromisos, en el transcurso del pasado mes de abril de 2015, Gas Natural Fenosa remitió al Registro Único de la Unión Europea los derechos equivalentes a las emisiones de CO₂ verificadas en las centrales térmicas y ciclo combinado en el año 2014, ascendiendo éstas a 11,1 millones de derechos de CO₂, entre los cuales se incluyeron créditos de emisión generados en proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta.

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 y créditos de emisión necesarios a través de su participación activa tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono.

GNF Renovables

Gas Natural Fenosa Renovables (GNF Renovables) a 30 de junio de 2015 tiene una potencia total instalada de 919 MW consolidables (878 MW en operación), de los cuales 752 MW corresponden a tecnología eólica, 110 MW a minihidráulica y 57 MW a cogeneración, si bien las plantas de purines y la planta de cogeneración de Enealco (en total 42 MW) se encuentran en situación de parada definitiva.

La producción acumulada al 30 de junio de 2015 se sitúa por debajo de la producción del primer semestre de 2014 (-10,4%), debido fundamentalmente a los menores índices de eolicidad e hidráulica dados en 2015.

El pasado mes de abril el MINETUR envió a la CNMC una propuesta de Real Decreto para el establecimiento de una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Gas Natural Fenosa está analizando su posible participación en esta subasta que se concretará definitivamente en base



a las condiciones y mecanismos concretos que se indiquen en la resolución que establezca los aspectos específicos de dicha convocatoria.

Gas Natural Fenosa alcanzó el pasado 22 de junio de 2015 un acuerdo para adquirir el 100% de la firma de energías renovables Gecalsa por un valor empresa de 260 millones de euros. Gecalsa opera 10 parques eólicos y una planta fotovoltaica en España que suman una capacidad instalada neta de 221,7 MW (237,5 MW brutos). La compra está condicionada a la obtención de las autorizaciones preceptivas y está prevista que se cierre en el cuarto trimestre de 2015.

Gecalsa es uno de los principales productores independientes de energía eólica en España, con presencia en Galicia, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía.

Adicionalmente, Gecalsa tiene una cartera de proyectos eólicos en desarrollo que suman más de 400 MW netos atribuibles.

2.5.10 Global Power Generation

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation (GPG) con el fin de impulsar su negocio de generación internacional. La nueva sociedad incorpora los activos y negocios de generación eléctrica de Gas Natural Fenosa fuera de Europa y su creación está alineada con los objetivos establecidos en el actual plan estratégico de la compañía, que contempla el crecimiento en el mercado internacional a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.

Este negocio 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.

El pasado 30 de marzo de 2015 GAS NATURAL FENOSA y Kuwait Investment Authority (KIA) firmaron un acuerdo para realizar una ampliación de capital de 550 millones de dólares en Global Power Generation (GPG) que será suscrita íntegramente por KIA. Tras la ampliación de capital, KIA tendrá una participación del 25% de GPG, manteniendo Gas Natural Fenosa el control sobre esta sociedad.

La operación, que se prevé cerrar antes de final de año una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, supone la asociación con un socio inversor sólido para acelerar el desarrollo de los planes de expansión en generación internacional, que contemplan, a medio plazo, construir 5 GW adicionales de capacidad de generación en mercados internacionales principalmente en Latinoamérica y Asia.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	409	483	(15,3)
Aprovisionamientos	(216)	(340)	(36,5)
Gastos de personal, neto	(19)	(9)	111,1
Otros gastos/ingresos	(41)	(32)	28,1
Ebitda	133	102	30,4
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(62)	(48)	29,2
Dotación a provisiones	-	-	-
Resultado de explotación	71	54	31,5

El ebitda de Global Power Generation en el primer trimestre de 2015 alcanza los 133 millones de euros, con un incremento del 30,4% frente al mismo período del año anterior, debido, fundamentalmente, al efecto tipo de cambio y la entrada en operación comercial de Bii Hioxo (México) desde octubre 2014 y de Torito (Costa Rica) a partir de mayo de 2015.

En México, el ebitda aumenta un 36,3% debido fundamentalmente a la operación del parque eólico de Bii Hioxo (en operación desde octubre de 2014) que aporta un ebitda de 14 millones de euros, y el efecto del tipo de cambio favorable en 2015 que compensa el menor resultado de las centrales por el diferente calendario de mantenimientos, el efecto de los índices de referencia de los contratos y el menor precio del gas.

El ebitda de República Dominicana presenta una variación positiva del 30,8% (un 6,9% sin considerar el efecto de tipo de cambio) como consecuencia de la mayor producción en 2015, mejorándose las condiciones de oferta y demanda del mercado debido a la menor generación hidráulica y fluctuaciones del precio de combustible, lo que ha ocasionado ventas en el mercado *spot* en vez de las compras que se tuvieron que realizar en 2014.

El ebitda de Panamá aumenta un 66,0% (un 36,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido a la mayor producción por el aumento de las precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales hidráulicas. Esto ha ocasionado un menor coste de energía por compras en el mercado y menor coste de combustible por la menor operación con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.

El ebitda de Costa Rica aumenta como consecuencia de la entrada en operación de Torito a partir del mayo de 2015.

En Kenia el ebitda aumenta un 53,1%. El incremento se debe fundamentalmente a los menores gastos incurridos en tareas de mantenimiento, por la menor utilización de las plantas tras la entrada en operación comercial en el país de instalaciones con tecnología más eficiente.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2015	2014	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.707	2.429	11,4
México (CC)	2.035	2.035	-
México (eólico)	234	-	-
Costa Rica (hidráulica)	101	51	98,0
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	5	11	(54,5)
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Kenia (fuel)	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh):	8.425	8.861	(4,9)
México (CC)	7.213	8.114	(11,1)
México (eólico)	454	-	-
Costa Rica (hidráulica)	138	71	94,4
Panamá (hidráulica)	32	27	18,5
Panamá (fuel)	-	24	-
República Dominicana (fuel)	526	353	49,0
Kenia (fuel)	62	272	(77,2)
Factor de disponibilidad (%)			
México (CC)	84,8%	97,6%	(13,1)
Costa Rica (hidráulica)	93,3%	99,9%	(6,6)
Panamá (hidráulica y fuel)	96,0%	90,0%	6,7
República Dominicana (fuel)	94,4%	87,8%	7,5
Kenia (fuel)	93,5%	87,4%	7,0

La producción de México es inferior a la registrada el mismo período del año anterior como consecuencia de la menor producción de Tuxpan por la parada mayor del GIII y por la menor producción de Naco debido al mantenimiento mayor de la central que ha tenido lugar entre los meses de febrero y marzo de 2015. Estos efectos se compensan con la mayor producción de energía eólica, debido a que Bii Hioxo inició su operación comercial el 1 de octubre de 2014, así como por una mayor venta de excedentes en Naco y Durango. Los mantenimientos mayores realizados en este año inciden en un valor de disponibilidad inferior al obtenido en el mismo período del año anterior.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto favorecida por un mayor despacho por parte de ICE (Instituto Costarricense de Energía) debido a la mayor pluviosidad respecto al mismo período del año anterior y la entrada en operación comercial de Torito.

La menor producción en Panamá se debe a la menor generación de las centrales térmicas como consecuencia de la salida del sistema de la Central de Capira y Chitré a partir de enero y mayo de 2015, respectivamente. Por el contrario, se produce un aumento de la producción hidráulica por el aumento de la pluviosidad respecto a 2014. La mayor disponibilidad respecto al mismo período del año anterior es debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en las centrales térmicas en 2014 derivados de una mayor operación.

La generación en República Dominicana aumentó un 49,0% respecto al mismo período del año anterior debido a la menor generación hidráulica en el país así como a las fluctuaciones del precio de combustible, que han variado las condiciones de oferta y demanda, mejorando la posición de las instalaciones en la lista de mérito.

La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 77,2% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 62 GWh. Este descenso se debe al menor despacho, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente, así como al mayor despacho de instalaciones hidráulicas en época de lluvias.

CGE

2.5.11 CGE

Gas Natural Fenosa y los accionistas mayoritarios de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) formado por Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, que representaban aproximadamente el 54,19% capital social, suscribieron en octubre de 2014 un contrato de promesa de compraventa en virtud del cual Gas Natural Fenosa se comprometía a lanzar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital social de CGE y los vendedores a vender irrevocablemente sus acciones en el marco de dicha oferta.

La oferta, por el 100% de las acciones de CGE, se realizó a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y concluyó exitosamente el 14 de noviembre de 2014.

Así Gas Natural Fenosa Chile, filial al 100% de Gas Natural Fenosa, es el nuevo accionista mayoritario de la mayor distribuidora de electricidad y gas en Chile con una participación del 96,72% y se incorpora al perímetro de consolidación por el método de integración global con fecha 30 de noviembre de 2014. A lo largo del primer trimestre de 2015 se ha adquirido un 0,65% adicional de participación.

Tras la integración de CGE en Gas Natural Fenosa se han potenciado los ejes estratégicos de servicio al cliente, eficiencia operacional, seguridad en las operaciones y crecimiento sostenido. Para el correcto cumplimiento de estos desafíos se ha considerado necesario continuar con la evolución de la estructura organizacional que ha supuesto la creación de nuevas áreas de trabajo, tanto a nivel corporativo como en la Unidad de Negocios Eléctrico readecuándose sus funciones.

Estas modificaciones no sólo son un paso necesario para el desarrollo de los nuevos ejes estratégicos, sino que también permitirán dotar a la organización de un esquema de trabajo más integrado, que consagra el trabajo en equipo, el desempeño ágil de la empresa y su eficiencia.

El Directorio de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) con fecha 4 de marzo de 2015 acordó por unanimidad nombrar como Gerente General a Antonio Gallart con efectos 1 de abril de 2015. Hasta dicha fecha desempeñaba el cargo de director general de Recursos de Gas Natural Fenosa.

Resultados

	2015	2014	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.800	-	-
Aprovisionamientos	(1.263)	-	-
Gastos de personal, neto	(115)	-	-
Otros gastos/ingresos	(127)	-	-
Ebitda	295	-	-
Dotación a la amortización y pérdidas por deterioro	(97)	-	-
Dotación a provisiones	(1)	-	-
Resultado de explotación	197	-	-

Tras la adquisición de la compañía, se incorpora al perímetro de consolidación de Gas Natural Fenosa por el método de integración global en fecha 30 de noviembre de 2014, siendo su contribución al ebitda consolidado del primer semestre de 2015 de 295 millones de euros.

Principales magnitudes

Las principales magnitudes en la actividad son las siguientes:

	2015	2014	%
Distribución de gas:			
Ventas actividad de gas (GWh)	22.991	-	-
Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/06)	608	-	-
Distribución de electricidad:			
Ventas actividad de electricidad (GWh)	8.080	-	-
Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/06)	2.888	-	-
Chile	2.675	-	-
Argentina	213	-	-
Transmisión de electricidad (GWh)	7.446	-	-
Ventas mayoristas a terceros GLP (GWh)	2.393	-	-
Ventas a cliente final GLP (GWh)	2.646	-	-
Cuota mercado GLP Chile (%)	26,6%	-	-
Cuota mercado GLP Colombia (%)	18,1%	-	-

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 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 16 de la Memoria de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014.

3.3. Principales oportunidades

Las principales oportunidades con las que Gas Natural Fenosa cuenta son:

- **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.
- **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 GN/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 esperados de la demanda energética a partir de 2015 y maximizar las oportunidades de nuevos negocios en nuevos mercados.

4. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 se describen en la Nota 20 de los Estados Financieros intermedios consolidados.
