



Resultados primer trimestre 2014

6 de mayo de 2014

EL BENEFICIO NETO EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2014 ALCANZA LOS €402 MILLONES

- A partir del 1 de enero de 2014 por aplicación obligatoria de la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos” se realiza el cambio de método de consolidación aplicable básicamente a Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica en régimen especial en España. Los datos que aparecen del mismo período del año anterior han sido reexpresados de acuerdo a la NIIF 11 para su comparación homogénea.
- El beneficio neto del primer trimestre de 2014 disminuye un 2,3% respecto al del mismo período del año anterior y se sitúa en €402 millones, debido a los impactos del RDL 9/2013 y al impacto de la depreciación de las monedas, fundamentalmente latinoamericanas, en su traslación contable a euros en el proceso de consolidación, así como a la ausencia de resultados procedentes de la enajenación de activos (+€8 millones en el primer trimestre de 2013).
- El EBITDA consolidado del período enero-marzo de 2014 alcanza los €1.224 millones con un descenso del 4,7% respecto al del mismo período de 2013, a pesar de la significativa contención del gasto, en un entorno macroeconómico, energético y regulatorio muy exigente, por los impactos del RDL 9/2013 en la actividad eléctrica en España y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.
- El impacto de las medidas regulatorias del RDL 9/2013, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer trimestre de 2013, asciende a €76 millones en el EBITDA y afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España.
- El impacto en el EBITDA de la depreciación de las monedas en su traslación a euros es €44 millones superior al del primer trimestre de 2013 y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.
- Sin tener en cuenta estos dos impactos, es decir, el EBITDA gestionable del primer trimestre de 2014 ascendería a €1.344 millones, un 4,6% superior al del primer trimestre de 2013.
- Continúa el desapalancamiento de la sociedad y la deuda financiera neta alcanza a 31 de marzo de 2014 los €14.172 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 48,0% y un ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 3,0 veces. La reestructuración progresiva de la deuda financiera permite una óptima adaptación al perfil de los negocios, consolidándose como un elemento clave en la creación sostenida de valor.
- La solidez y diversificación del modelo de negocio apoyado en la contribución creciente del ámbito internacional, la potenciación de la fortaleza financiera en una senda de desapalancamiento y una mayor eficiencia han posibilitado estos resultados.
- El pasado 8 de enero de 2014 Gas Natural Fenosa distribuyó un dividendo a cuenta en efectivo con cargo a los resultados del ejercicio 2013 de €0,393 por acción.
- La Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG celebrada el 11 de abril de 2014 aprueba una remuneración para el accionista por un importe total de €898 millones en efectivo, un 0,3% superior al distribuido el año anterior, en línea con el incremento del beneficio neto del ejercicio 2013 y mantiene el *pay out* en el 62,1%. El pago del dividendo complementario de €0,504 en efectivo por acción será realizado el día 1 de julio de 2014.

1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

1.1.- Principales magnitudes económicas

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	6.284	6.649	-5,5
EBITDA	1.224	1.285	-4,7
Beneficio de explotación	790	841	-6,1
Resultado neto	402	411	-2,3
Flujos de efectivo actividades explotación	827	753	9,8
Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
Cotización a 31/03 (€)	20,41	13,81	47,8
Capitalización bursátil a 31/03	20.424	13.820	47,8
Resultado neto por acción (€)	0,40	0,41	-2,3
Inversiones	367	257	42,8
Patrimonio neto	15.349	15.356	-
Deuda financiera neta (a 31/03)	14.172	15.440	-8,2

1.2.- Ratios

(cifras no auditadas)

	1T14	1T13
Endeudamiento ¹	48,0%	50,1%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	6,6x	6,7x
Deuda financiera neta/EBITDA	3,0x	3,1x
PER	14,2x	9,6x
EV/EBITDA	7,2x	5,8x

Datos bursátiles y de balance a 31 de marzo.

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

1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución Europa:

	1T14	1T13	%
Distribución gas:			
Ventas – ATR (GWh)	52.969	59.032	-10,3
Puntos de suministro, en miles (31/03)	5.639	5.581	1,0
Distribución electricidad:			
Ventas – ATR (GWh)	9.105	9.560	-4,8
Puntos de suministro, en miles (31/03)	4.517	4.509	0,2
TIEPI en España (minutos)	19	14	35,7

Actividad de Gas:

	1T14	1T13	%
Suministro de gas (GWh):			
Comercialización España	54.728	61.611	-11,2
Comercialización minorista Italia	1.232	1.560	-21,0
Resto ventas de gas	30.154	26.008	15,9
Transporte de gas – EMPL (GWh)	33.287	35.011	-4,9

Actividad de Electricidad:

	1T14	1T13	%
Energía eléctrica producida (GWh):	7.342	8.367	-12,3
España:	7.198	8.224	-12,5
Régimen ordinario:	6.448	7.498	-14,0
Hidráulica	2.205	1.903	15,9
Nuclear	1.164	1.120	3,9
Carbón	271	730	-62,9
Ciclos combinados	2.808	3.745	-25,0
Régimen especial	750	726	3,3
Internacional (Kenia)	144	143	0,7
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.202	12.138	0,5
España:	12.090	12.026	0,5
Régimen ordinario:	11.188	11.162	0,2
Hidráulica	1.916	1.907	0,5
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Régimen especial	902	864	4,4
Internacional (Kenia)	112	112	-

Actividad en Latinoamérica:

	1T14	1T13	%
Distribución, ventas – ATR (GWh):	60.937	59.714	2,0
Gas	56.863	55.641	2,2
Electricidad	4.074	4.073	-
Puntos de suministro, en miles (31/03):	9.319	8.980	3,8
Gas	6.379	6.138	3,9
Electricidad	2.940	2.842	3,4
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.317	2.317	-
México (CC)	2.035	2.035	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	4.013	4.512	-11,1
México (CC)	3.831	4.137	-7,4
Costa Rica (hidráulica)	26	42	-38,1
Panamá (hidráulica)	14	15	-6,7
Panamá (fuel)	12	3	-
República Dominicana (fuel)	130	315	-58,7

2.- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

2.1.- Cambios en el perímetro de consolidación

Las principales variaciones en el perímetro de consolidación en el año 2014 respecto al año anterior son las siguientes:

- En el mes de febrero de 2013 se realiza la venta de las participaciones que poseía Gas Natural Fenosa en Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (83,7%) y en Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (83,7%), responsables de la distribución eléctrica en Nicaragua.
- En el mes de agosto de 2013 se constituye la sociedad Gas Natural Fenosa Perú, S.A. que se incorpora al perímetro de consolidación por el método de integración global.

A partir del 1 de enero de 2014 es de aplicación obligatoria la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, como consecuencia de la cual los negocios conjuntos (aquellos en los que los partícipes ostentan derechos únicamente sobre los activos netos de las participadas) han pasado a consolidarse por el método de participación en lugar de por el método de integración proporcional.

La aplicación de dicha norma ha supuesto reexpresar, a efectos comparativos, el balance a 1 de enero de 2013 y a 31 de marzo de 2013 y la cuenta de pérdidas y ganancias del primer trimestre de 2013.

Los impactos sobre las principales magnitudes del primer trimestre de 2013 han sido los siguientes:

(€millones)	1T13	NIIF 11 1T13	Variación
Deuda financiera neta	15.944	15.440	-504
Inversiones materiales e intangibles	206	194	-12
EBITDA	1.329	1.285	-44

Estos impactos vienen originados básicamente por el cambio de método de consolidación aplicable a Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica en régimen especial.

2.2.- Análisis de resultados

2.2.1.- Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 31 de marzo de 2014 asciende a €6.284 millones y registra un descenso del 5,5% respecto al del mismo período del año anterior, en gran medida debido al efecto negativo en el tipo de cambio como consecuencia de la devaluación de las monedas locales latinoamericanas y a la disminución de los ingresos en generación de electricidad en España.

2.2.2.- EBITDA y Beneficios de explotación

El EBITDA consolidado del período enero-marzo de 2014 alcanza los €1.224 millones con un descenso del 4,7% respecto al del mismo período de 2013, a pesar de la significativa contención del

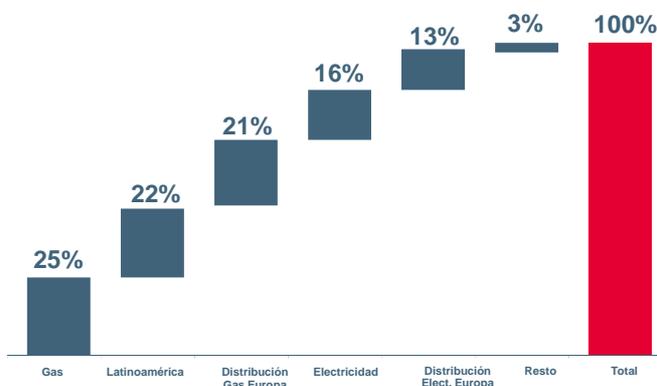
gasto, en un entorno macroeconómico, energético y regulatorio muy exigente, por los impactos del RDL 9/2013 en la actividad eléctrica en España y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

El impacto de las medidas regulatorias del RDL 9/2013, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer trimestre de 2013, asciende a €76 millones en el EBITDA y afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España.

Asimismo, la depreciación de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el EBITDA de €44 millones superior al del primer trimestre de 2013 y ha sido causado, fundamentalmente, por la depreciación del real brasileño y del peso colombiano.

Sin tener en cuenta estos dos impactos, es decir, el EBITDA gestionable del primer trimestre de 2014 ascendería a €1.344 millones, un 4,6% superior al del primer trimestre de 2013.

Contribución al EBITDA por actividades

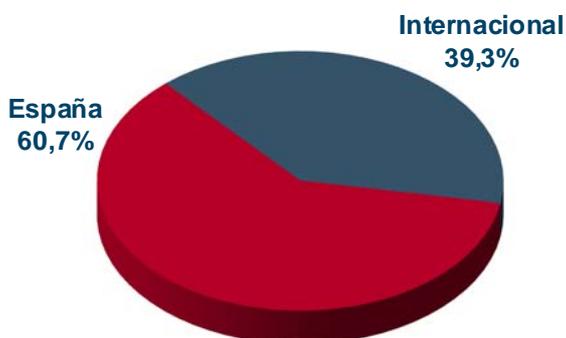


En el gráfico adjunto se puede apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio, donde destaca la aportación de la actividad Gas con un 25,3%. Le sigue Latinoamérica con un 22,4% del total consolidado que básicamente está compuesto por actividades reguladas de distribución de gas y electricidad, así como por la generación de electricidad (a través de PPAs) que Gas Natural Fenosa realiza en el continente americano.

básicamente en España, otro 16,3%.

Asimismo, la actividad regulada de gas y electricidad en Europa contribuyen en un 33,2% en su conjunto. Por último, la actividad de generación de electricidad,

Contribución al EBITDA por zona geográfica



El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 10,9% debido a la traslación a euros de las monedas y representa un 39,3% del total consolidado frente a un 42,0% en el mismo período del año anterior. Por el contrario, el EBITDA proveniente de las operaciones en España desciende un 0,3% y aumenta su peso relativo en el total consolidado hasta el 60,7%.

procedentes de la enajenación de activos (+€8 millones en 2013) sitúan el beneficio operativo en €790 millones, un 6,1% inferior al del año anterior.

Las dotaciones a amortizaciones hasta el 31 de marzo de 2014 asciende a €387 millones y registra un descenso del 2,5%. Las provisiones por morosidad se sitúan en €47 millones frente a €55 millones en el año 2013 y la ausencia de resultados en 2013) sitúan el beneficio operativo en

2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13
Coste deuda financiera neta	-185	-192
Otros gastos/ingresos financieros	-15	-14
Resultado financiero	-200	-206

El coste de la deuda financiera neta en el primer trimestre del ejercicio 2014 es de €185 millones, inferior al del mismo período del año anterior debido al efecto de una significativa reducción de la deuda bruta, aunque a un coste ligeramente superior, así como a una menor tesorería remunerada a tipos inferiores.

2.2.4.- Resultado de entidades por el método de participación

A partir del 1 de enero de 2014 por aplicación obligatoria de la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos” se realiza el cambio de método de consolidación aplicable básicamente a Unión Fenosa Gas, Ecoeléctrica (central de ciclo combinado ubicada en Puerto Rico), Nueva Generadora del Sur (central de ciclo combinado ubicada en España) y varias sociedades conjuntas que explotan instalaciones de generación eléctrica en régimen especial en España.

En el primer trimestre de 2014 el resultado es de -€1 frente a -€10 millones en el mismo trimestre del año anterior. Las partidas más relevantes es la aportación positiva de €11 millones de Ecoeléctrica (similar al año anterior), el Subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -€6 millones (-€25 millones en el primer trimestre de 2013) y las sociedades de generación en régimen especial también con un resultado negativo de -€4 millones afectadas por el RDL 9/2013 (+€6 millones en el primer trimestre de 2013).

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, tanto la producción como la disponibilidad son inferiores al primer trimestre del año 2013 por la mayor duración de la revisión programada realizada en relación con la reparación anual del generador de la unidad 2.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas en el primer trimestre de 2014 ha alcanzado un volumen de 10.854 GWh frente a los 13.351 GWh registrados en el año anterior. El descenso es más acusado en el segmento industrial que experimenta una variación del (-31,7%). Por su parte el suministro a las empresas generadoras de electricidad es más moderado (-12,4%) y es consecuencia de un *mix* de generación eléctrica con mayor presencia de fuentes de origen renovable así como de la cobertura del hueco térmico con el carbón. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 5.877 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, lo que supone un incremento (+20,4%) con respecto al mismo período del año anterior.

2.2.5.- Impuesto sobre beneficios

Gas Natural Fenosa tributa en España en el régimen de consolidación fiscal, teniendo la consideración de sujeto pasivo el grupo fiscal, determinando su base imponible por la agregación de las bases imponibles de las sociedades integrantes del grupo. El resto de sociedades residentes en España que no forman parte del régimen especial tributan de forma independiente y las no residentes tributan en cada uno de los países en que operan, aplicándose el tipo de gravamen vigente en el impuesto sobre sociedades (o impuesto equivalente) sobre los beneficios del período.

La tasa efectiva al 31 de marzo de 2014, registrada en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual, ha ascendido al 24,5%, inferior a la registrada en el mismo período del año anterior del 25,8%.

2.2.6.- Intereses minoritarios

Las principales partidas que componen este capítulo corresponden a los resultados de la participación de los minoritarios en EMPL, a las sociedades de distribución de gas en Brasil, Colombia y México, a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2013 asciende a €43 millones, cifra €10 millones inferior a la del año anterior.

3. BALANCE DE SITUACIÓN

3.1.- Inversiones

El desglose de las inversiones por naturaleza es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Inversiones materiales e intangibles	357	194	84,0
Inversiones financieras	10	63	-84,1
Total inversiones	367	257	42,8

Las inversiones materiales e intangibles del período alcanzan los €357 millones, con un incremento del 84,0% respecto a las del mismo período del año anterior. Este crecimiento se debe fundamentalmente a la incorporación del buque metanero Ribera del Duero en marzo de 2014 de 170.000 m³ de capacidad, bajo régimen de arrendamiento financiero.

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

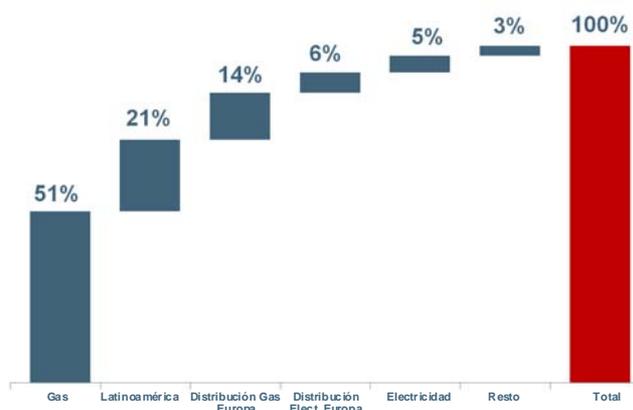
Las inversiones financieras de 2013 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 10,0% en Medgaz por €62 millones.

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

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Distribución gas Europa:	51	47	8,5
España	48	44	9,1
Italia	3	3	-
Distribución electricidad Europa:	22	20	10,0
España	20	19	5,3
Moldavia	2	1	-
Gas:	183	5	-
Infraestructuras	178	2	-
Aprovisionamiento y comercialización	5	3	66,7
Electricidad:	16	36	-55,6
España	16	36	-55,6
Internacional	-	-	-
Latinoamérica:	75	61	23,0
Distribución de gas	31	32	-3,1
Distribución de electricidad	22	20	10,0
Electricidad	22	9	-
Resto	10	25	-60,0
Total inversiones materiales e intangibles	357	194	84,0

Inversiones materiales e intangibles por actividades



El 51,3% de las inversiones del trimestre se han destinado a la actividad de Infraestructuras de gas y se corresponden, básicamente, como se ha mencionado anteriormente a la incorporación de un nuevo buque metanero a la flota de Gas Natural Fenosa. En el ámbito de la distribución regulada en España, aumentan tanto en gas como en electricidad, un 9,1% y un 5,3%, respectivamente.

En el ámbito geográfico, las inversiones en España, excluyendo el buque metanero, disminuyen un 18,8% mientras que en el exterior aumentan en un 10,4%.

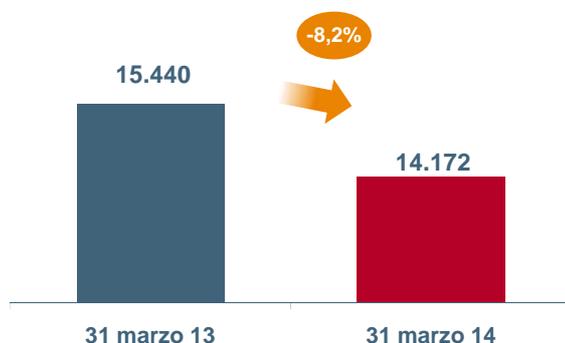
En Latinoamérica, México es el principal foco de inversión por la construcción del parque eólico de Bif Hioxo de 234 MW de potencia.

3.2.- Deuda

A 31 de marzo de 2014 la deuda financiera neta alcanza los €14.172 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 48,0%.

Si se descuenta el déficit de tarifa pendiente de recuperar (€496 millones) y las retenciones practicadas por la CNMC en 2014 (€70 millones) por desviaciones transitorias entre ingresos y gastos la deuda neta se situaría en €13.606 millones que representa un ratio de endeudamiento del 47,0%.

Evolución de la deuda financiera neta (€millones)



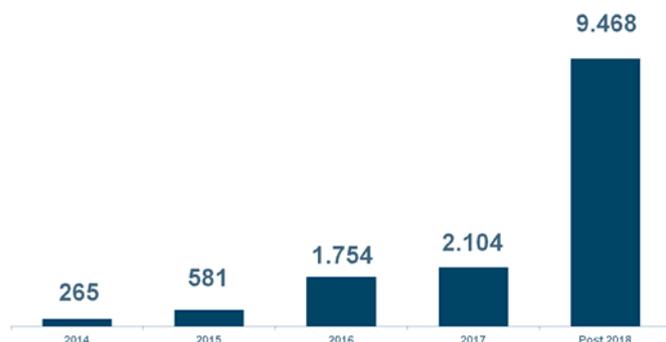
Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 31 de marzo de 2014 en 3,0x (2,9x si se considera la deuda neta descontando el déficit de tarifa) y en 6,6x, respectivamente.

Desde que el pasado 11 de enero de 2011 el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) procediera a la emisión inaugural de bonos respaldados por los derechos cedidos del sistema eléctrico, se han emitido entre emisiones y ampliaciones €25.301 millones. Gas Natural Fenosa ha recibido la parte correspondiente por un importe

agregado de €2.873 millones

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 31 de marzo de 2014.

Vencimiento de la deuda neta (€millones)



En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 94,0% tiene vencimiento igual o posterior al año 2016. La vida media de la deuda neta se sitúa en alrededor de 5 años.

Considerando el impacto de las coberturas financieras contratadas, el 82,3% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 17,7% restante a tipo variable. El 3,9% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 96,1% restante a largo plazo.

financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €11.794 millones, lo que supone la cobertura de vencimientos superior a los 24 meses, según el siguiente detalle:

(cifras no auditadas)

Fuentes de liquidez (€millones)	Disponibilidad 03/2014
Líneas de crédito comprometidas	7.000
Líneas de crédito no comprometidas	86
Préstamos no dispuestos	225
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	4.483
Total	11.794

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 31 de marzo de 2014 se sitúan en €2.351 millones e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de €1.445 millones tras la ampliación del programa el pasado 30 de mayo de 2013 en €2.000 millones adicionales hasta los €14.000 millones actuales, el programa de *Euro Commercial Paper* (ECP) por €492 millones, y los programas de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores y de Valores Comerciales en Panamá así como el Programa de Bonos Ordinarios en Colombia, que conjuntamente suponen €414 millones.

En el mes de marzo de 2014 se ha colocado una emisión de bonos en el mercado de capitales a diez años por un importe de €500 millones con un cupón anual del 2,875%.

El importe agregado emitido bajo el programa EMTN asciende a €12.450 millones con un cupón medio de 4,62% y una vida media de alrededor de 7,4 años.

Durante el primer trimestre del ejercicio se ha continuado con la formalización de nuevas líneas de financiación bancarias, lo que ha permitido mantener las disponibilidades financieras en este mercado.

El 9 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa firmó el primer tramo de un préstamo por importe total de €475 millones con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), destinado a financiar parte del plan de inversiones del negocio de transporte y distribución de Unión Fenosa Distribución, entre los ejercicios 2012 y 2015. El préstamo se distribuye en dos tramos, el primero por importe de €250 millones con garantía de Unión Fenosa Distribución, a 8 años, el cual fue dispuesto el pasado mes de julio, y un segundo por importe de €225 millones todavía no dispuesto.

El préstamo del BEI pone de manifiesto la solidez del proyecto de Gas Natural Fenosa, que cumple con los estándares de viabilidad, calidad y medioambiente que exige el Banco Europeo de Inversiones.

El desglose por monedas de la deuda financiera neta a 31 de marzo de 2014 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€millones)	31/03/14	%
EUR	12.324	87,0
US\$	1.025	7,2
COP	440	3,1
MXN	255	1,8
BRL	128	0,9
Total deuda financiera neta	14.172	100,0

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

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

3.3.- Patrimonio

La aplicación del resultado del ejercicio 2013 aprobada por la Junta General de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2014 supone destinar €898 millones a dividendos y alcanzar un *pay out* del 62,1% y una rentabilidad por dividendos superior al 4,8% tomando como referencia la cotización al 31 de diciembre de 2013 de €18,695 por acción. Asimismo, el acuerdo supone el pago del dividendo complementario en efectivo.

Consecuentemente y atendiendo al número de acciones en circulación (1.000.689.341) supone distribuir un dividendo bruto total de €0,897 por acción, del que el 8 de enero de 2014 ya se abonó un pago a cuenta también en efectivo de €393 millones, que supone €0,393 por acción.

Asimismo, la Junta General de Accionistas señaló el próximo día 1 de julio de 2014 como la fecha a partir de la cual se liquidará el dividendo complementario del ejercicio de 2013 de €0,504 brutos por acción.

A 31 de marzo de 2014 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €15.349 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €13.827 millones y representa un crecimiento del 0,5% respecto al 31 de marzo de 2013.

4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

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

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

4.1.- DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA

4.1.1.- España

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

4.1.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	314	314	-
Aprovisionamientos	-6	-8	-25,0
Gastos de personal, neto	-20	-19	5,3
Otros gastos/ingresos	-61	-62	-1,6
EBITDA	227	225	0,9
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-74	-71	4,2
Provisiones de morosidad	0	1	-
Resultado de explotación	153	155	-1,3

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €314 millones, similar al del mismo período del año anterior y en línea con el crecimiento de la retribución,

afectado por la atonía de la demanda de gas. El EBITDA se sitúa en los €227 millones, con un moderado crecimiento del +0,9%.

4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T14	1T13	%
Ventas – ATR (GWh)	51.394	57.090	-10,0
Red de distribución (km)	47.966	46.863	2,4
Incremento de puntos de suministro, en miles	13	8	62,5
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	5.184	5.132	1,0

Las ventas de la actividad regulada de gas de Gas Natural Fenosa en España en su conjunto descienden en un 10,0% (-5.696 GWh).

La demanda de gas sujeta a remuneración de distribución menor a 60 bares ha disminuido en un 8% por un primer trimestre de climatología desfavorable en el mercado residencial, siendo el trimestre más cálido de los últimos quince años, con un diferencial de 102 grados-día así como por la disminución de demanda en el mercado industrial de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias.

Las ventas de transporte secundario decrecen un 69,1% por la disminución significativa del consumo de los ciclos y la mayor producción con energías renovables.

Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro a pesar de la baja actividad en el mercado de nueva edificación.

La red de distribución se incrementa en el primer trimestre de 2014 en 288 km, permitiendo la gasificación de 9 nuevos municipios, con un total de 1.109 municipios.

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó la Orden IET/2446/2013 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2014. La retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2014 en las actividades de distribución y transporte asciende a €1.108 millones.

4.1.2.- Italia

El negocio en Italia incluye la distribución regulada de gas, así como la comercialización a clientes minoristas.

4.1.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	85	115	-26,1
Aprovisionamientos	-46	-73	-37,0
Gastos de personal, neto	-4	-4	-
Otros gastos/ingresos	-9	-7	28,6
EBITDA	26	31	-16,1
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-6	-6	-
Provisiones de morosidad	-1	-2	-50,0
Resultado de explotación	19	23	-17,4

El EBITDA alcanza los €26 millones, un 16,1% inferior respecto al del mismo período del año anterior.

La reducción se debe fundamentalmente a dos efectos, por un lado a los nuevos modelos regulatorios de retribución 2014-2019 que minoran la remuneración de la distribución y de comercialización que provoca menor margen de comercialización en períodos de mayor consumo y, por otro lado, a las menores ventas en el mercado doméstico debido a las temperaturas excepcionalmente cálidas del período.

4.1.2.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Ventas – ATR (GWh)	1.575	1.942	-18,9
Red de distribución (km)	6.975	6.887	1,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	455	449	1,3
Comercialización minorista de gas (GWh)	1.232	1.560	-21,0

La actividad de distribución de gas alcanza los 1.575 GWh, con una disminución del 18,9% respecto al año 2013 y la comercialización al mercado minorista disminuye un 21% alcanzando 1.232 GWh, debido fundamentalmente a factores climatológicos.

La red de distribución al 31 de marzo de 2014 asciende a 6.975 km, con un aumento de 88 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 455.104 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 1,3% respecto al 31 de marzo de 2013.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 512.636 contratos activos de gas, electricidad y servicios.

4.2.- DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA

4.2.1. España

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

4.2.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	201	209	-3,8
Aprovisionamientos	-	-	-
Gastos de personal, neto	-29	-31	-6,5
Otros gastos/ingresos	-31	-31	-
EBITDA	141	147	-4,1
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-51	-54	-5,6
Provisiones de morosidad	0	0	-
Resultado de explotación	90	93	-3,2

La Orden IET/107/2014, de 1 de febrero, 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 2012.

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 en 2014, se produce la integración por puesta en equivalencia de las empresas Begasa y Conquense, habiendo sido reexpresada la información del primer trimestre de 2013.

El EBITDA del primer trimestre alcanza los €141 millones con un descenso del 4,1% con respecto a 2013. El importe neto de la cifra de negocio se ve reducido en un 3,8% por los efectos derivados de la nueva regulación. La evolución mencionada de la cifra de negocio queda compensada en parte por la bajada de gastos de personal neto, reflejando las medidas de eficiencia realizadas durante ejercicios anteriores.

4.2.1.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Ventas – ATR (GWh)	8.394	8.866	-5,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	3.668	3.670	-0,1
TIEPI (minutos)	19	14	35,7

La energía suministrada disminuye un 5,3%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en 2013 en 243.126 GWh (248.903 GWh en 2012) lo que supone una disminución del 2,3% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se mantiene en el mismo nivel que el año anterior alcanzando los 3.668.000.

La calidad de suministro, en Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), alcanza valores superiores a los del año anterior debido a la peor climatología pero acorde con la media de los últimos años, debido al buen funcionamiento de las instalaciones, consecuencia del mantenimiento del proceso inversor, la arquitectura de red implantada y los planes sistemáticos de operación y mantenimiento.

4.2.2.- Moldavia

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

4.2.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	68	74	-8,1
Aprovisionamientos	-52	-57	-8,8
Gastos de personal, neto	-2	-2	-
Otros gastos/ingresos	-2	-3	-33,3
EBITDA	12	12	-
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1	-1	-
Provisiones circulante	-	-	-
Resultado de explotación	11	11	-

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

Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 8% por mejora en los indicadores de pérdidas, mejoras eficiencia y contención gastos.

4.2.2.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Ventas actividad de electricidad (GWh)	711	694	2,4
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	849	839	1,2
Índice de pérdidas de red (%)	9	11	-18,2

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 ligero incremento del 2,4% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas que se ha visto compensada por la disminución del consumo derivada por una climatología más benigna en 2014 respecto al 2013.
- Los puntos de suministro alcanzan los 849.333, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al 31 de marzo de 2013 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.
- El indicador de pérdidas de red evoluciona favorablemente, lo que permite maximizar los ingresos regulados de la actividad.

4.3.- GAS

4.3.1.- Infraestructuras

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

4.3.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	78	82	-4,9
Aprovisionamientos	-4	-10	-60,0
Gastos de personal, neto	-1	-1	-
Otros gastos/ingresos	-2	-4	-50,0
EBITDA	71	67	6,0
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-19	-24	-20,8
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	52	43	20,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en el primer trimestre de 2014 alcanza los €78 millones, con una disminución del 4,9%.

El EBITDA de 2014 se eleva hasta los €71 millones, un 6,0% superior al del mismo período del año anterior debido principalmente al incremento del 3,0% de la tarifa de transporte internacional del gasoducto Magreb-Europa en el año 2014 y a la optimización logística de la flota.

4.3.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T14	1T13	%
Transporte de gas-EMPL (GWh):	33.287	35.011	-4,9
Portugal-Marruecos	9.813	10.265	-4,4
España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	23.474	24.746	-5,1

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 33.287 GWh, un 4,9% inferior al año anterior, por un menor volumen de gas vehiculado debido a las menores entregas realizadas por Argelia. De esta cifra, 23.474 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 9.813 GWh para Portugal y Marruecos.

Gas Natural Fenosa adquirió en 2013 un 14,95% 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 durante el primer trimestre ascienden a 2.377 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 Medioambiental (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 ha suspendido la tramitación de la Autorización Ambiental Unificada de los proyectos Marismas Oriental y Aznalcázar; expresando sus dudas acerca de que se hayan evaluado las afecciones sinérgicas de los proyectos entre sí y solicitando al Ministerio de Medioambiente completar dicha evaluación antes de emitir dichos permisos medioambientales pendientes.

4.3.2.- Aprovisionamiento y comercialización

Este epígrafe agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en España, y la comercialización de gas a tarifa de último recurso en España.

4.3.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	3.306	3.366	-1,8
Aprovisionamientos	-3.001	-3.059	-1,9
Gastos de personal, neto	-14	-13	7,7
Otros gastos/ingresos	-50	-44	13,6
EBITDA	241	250	-3,6
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-5	-4	25,0
Provisiones de morosidad	-13	-8	62,5
Resultado de explotación	223	238	-6,3

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €3.306 millones, lo que supone un descenso del 1,8% respecto al del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €241 millones, con un descenso del 3,6% fundamentalmente debido al descenso de las ventas en España (climatología) y a la diferente programación de ventas en el mercado exterior.

La diversificación de la cartera de *commodities* así como la gestión conjunta del riesgo de *commodity* y dólar han contribuido a mantener el EBITDA en niveles similares al mismo período del año anterior en un contexto de significativa volatilidad en los mercados energéticos y de divisa.

4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

	1T14	1T13	%
Suministro de gas (GWh):	84.882	87.619	-3,1
España:	54.728	61.611	-11,2
Comercialización Gas Natural Fenosa ²	41.422	45.059	-8,1
Aprovisionamiento a terceros	13.306	16.552	-19,6
Internacional:	30.154	26.008	15,9
Comercialización Europa	13.196	8.902	48,2
Resto exterior	16.958	17.106	-0,9
Contratos mantenimiento (a 31/03)	2.318	1.913	21,2
Contratos por cliente (a 31/03)	1,49	1,41	5,7

La demanda de gas en España en el primer trimestre de 2014 alcanzó los 87.194 GWh (98.564 GWh en el primer trimestre de 2013), un 11,5% inferior, mientras que para Gas Natural Fenosa ha sido de un descenso del 8,1%. En cuanto a la demanda convencional alcanzó 76.884 GWh, con una caída, a nivel global, del 9,1% y de un 10,8% para Gas Natural Fenosa. Por su parte la demanda para generación de electricidad se situó en 10.310 GWh, con una caída global del 26,5% y para Gas Natural Fenosa del 31,8%.

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanza los 54.728 GWh, con un descenso del 11,2% respecto a la del mismo período del año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-8,1%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados y por un menor aprovisionamiento a terceros (-19,6%).

Asimismo la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 30.154 GWh con un aumento del 15,9% con respecto al mismo período del año anterior.

En Portugal, Gas Natural Fenosa a través de su filial Gas Natural Comercializadora ha alcanzado una cuota en el mercado de gas del 13%, según datos publicados por el Ente Regulador de Portugal (ERSE), lo que le convierte en el segundo operador del país. En el mercado industrial, donde se centran sus actividades, la cuota estimada es superior al 20%. Con ello consolida su liderazgo en la península ibérica en puertas de la creación del mercado único ibérico (MIBGAS).

Asimismo se consolida como el primer operador extranjero en Portugal disponiendo de una cartera de contratos industriales de 6,2 TWh/año.

² No incluye operaciones de intercambio.

Gas Natural Fenosa ha contratado la cantidad de 13,7 TWh de almacenamiento subterráneo para el período de abril 2014 a marzo 2015, que supone más del 52% de la capacidad de almacenamiento puesta a disposición del mercado. Esta contratación avala el compromiso de Gas Natural Fenosa con los clientes y el sistema gasista español.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con 2.655 puntos de suministro de clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta las autoridades locales y del sector público, que equivale a una cartera de 15,1 TWh anuales.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con 432 puntos de suministro, que representan una cartera contratada de 6,3 TWh anuales. En Holanda se afianza la posición con 274 puntos de suministro y 5,2 TWh de cartera. En Alemania, donde se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se han contratado 100 puntos de suministro y 1,2 TWh de cartera.

Gas Natural Fenosa sigue estudiando también entrar a corto plazo en otros mercados centroeuropeos basando sus servicios en una relación de asesoramiento energético personalizado y en la ventaja de contar con un suministro energético diversificado y seguro.

Gas Natural Vendita ha conseguido en el mercado mayorista de Italia una cartera contratada de 4,4 TWh/año a cierre del primer trimestre 2014.

En relación al mercado exterior continúa la diversificación de mercados con ventas de gas en América (Caribe y Sur) y Asia (Japón, India y Corea del Sur). Se consolida así nuestra presencia en los principales mercados de GNL internacionales con una posición a medio plazo en países en crecimiento o países líderes en el mercado del GNL. A finales del año pasado Gas Natural Fenosa resultó adjudicataria del suministro de 1,8 bcm/año de GNL a Argentina durante los años 2014 y 2015.

En el mercado minorista, Gas Natural Fenosa ha alcanzando la cifra de 11,3 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios. Se ha superado los 1,3 millones de hogares que han confiado a Gas Natural Fenosa el suministro conjunto de ambas energías, gas y electricidad.

Se han comercializado productos y servicios en todas las zonas del territorio nacional y se ha llegado a alcanzar una activación en el mercado residencial de 397.000 nuevos contratos. Se continúa con la actividad de expansión en el mercado de la pequeña y mediana empresa, con una cartera final en 351.000 contratos de gas, electricidad y servicios a cierre del primer trimestre de 2014, de los cuales 19.000 son contratos eléctricos en Portugal donde Gas Natural Fenosa sigue creciendo y consolidándose.

Gas Natural Fenosa ha ampliado el portfolio de servicios residenciales de mantenimiento, incorporando nuevas modalidades. La cartera de servicios ha superado los 2,3 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 164 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online* permite incrementar las prestaciones y calidad de este servicio.

Este desempeño ha hecho crecer la cartera de contratos en el segmento minorista en un 6% en términos homogéneos respecto al 31 de marzo de 2013.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y usuarios en la oficina virtual, donde se puede realizar contratación de productos y servicios *online*.

En el primer trimestre del 2014 continúa el desarrollo de una infraestructura de carga pública para vehículos de gas natural comprimido y gas natural licuado. Se ha inaugurado la estación de carga de GNL en Alovera (Guadalajara), proyecto integrado dentro del proyecto Garnet cofinanciado por la UE. Además el Grupo ha colaborado en la ponencia en el Senado sobre uso de GNL como combustible marino y está ayudando a diversos puertos españoles en este ámbito.

4.4.- ELECTRICIDAD

4.4.1. España

Fundamentalmente incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a tarifa de último recurso.

4.4.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	1.454	1.505	-3,4
Aprovisionamientos	-1.039	-1.060	-2,0
Gastos de personal, neto	-35	-39	-10,3
Otros gastos/ingresos	-183	-176	4,0
EBITDA	197	230	-14,3
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-124	-123	0,8
Provisiones de morosidad	-8	-13	-38,5
Resultado de explotación	65	94	-30,9

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el primer trimestre de 2014 alcanza los €1.454 millones, inferior en un 3,4% a la cifra del mismo período del año anterior.

En términos de EBITDA los resultados obtenidos en el primer trimestre del año se elevan a €197 millones con un descenso del 14,3% respecto al año anterior.

Este descenso ha venido motivado fundamentalmente por la evolución de los precios de los mercados de combustible, el menor precio eléctrico del mercado mayorista resultado de un cambio de *mix* de producción (mayor producción hidráulica) y las medidas fiscales y regulatorias (aprobadas en la Ley 15/2012 y RD 9/2013) que han afectado a la generación eléctrica.

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó en el primer trimestre de 2014 los 63.162 GWh, disminuyendo un 1,8% frente al mismo período de 2013, recuperando la tendencia de disminución trimestral iniciada en 2010 y sólo rota en el último trimestre del pasado año. De los tres meses que conforman el trimestre, enero y marzo presentan disminuciones superiores al 2% y febrero algo menor, del 1%. En términos de demanda neta, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, la disminución en el trimestre es del -0,6%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 4 de febrero con 38.666 MW, sensiblemente inferior a los 39.963 MW alcanzados en el mismo período del año anterior (27 de febrero de 2013).

El saldo físico de intercambios internacionales, aunque se mantiene exportador con 0,7 TWh exportados en el primer trimestre del año, es prácticamente la mitad de lo que se exportó en el mismo período de 2013.

El consumo de bombeo alcanzó en el primer trimestre los 2.081 GWh, un 10,0% menos que en el mismo trimestre de 2013.

La generación neta nacional ha disminuido el 3,1% en el trimestre por las menores exportaciones y el menor consumo de bombeo en lo que va de año.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación en Régimen Ordinario desciende un -0,8% frente a una disminución del -5,8% de la generación en Régimen Especial, cifra esta última que resulta especialmente significativa ya que es el mayor descenso trimestral que se da en este tipo de generación.

La generación eólica ha superado en un 1,0% a la del mismo período del año anterior, con una cobertura media de la demanda en el trimestre del 27,8%. El día 25 de marzo se alcanzó un nuevo máximo histórico de energía diaria de generación eólica en el sistema eléctrico peninsular, con un valor de 352.087 MWh. Este nuevo máximo supone un incremento del 2,1% respecto al máximo anterior del 16 de enero del 2013, que fue de 345.011 MWh. El resto del Régimen Especial ha presentado en el trimestre una disminución del -14,2%, como consecuencia de la disminución de la térmica renovable (-15,9%) y fundamentalmente de la cogeneración (-23,4%). El Régimen Especial en su conjunto ha cubierto el 46,8% de la demanda en el primer trimestre del año, casi dos puntos menos que en el mismo trimestre de 2013.

La generación en Régimen Ordinario ha presentado una disminución en el trimestre del -0,8% con respecto al mismo período del año anterior, manteniendo la tendencia negativa iniciada en 2011 (sólo rota en el primer trimestre del 2012) y fundamentalmente asociada a la generación con carbón y ciclos combinados.

La generación hidráulica ha presentado un aumento en el trimestre del 39,3%, superior a la del mismo trimestre de 2013, como consecuencia de las mayores aportaciones, especialmente en febrero. La energía hidroeléctrica producible registrada en 2014 califica al año como húmedo, con una probabilidad de ser superada (PSS) respecto del producible medio histórico del 17% (destacando el PSS del 17% en febrero), es decir, estadísticamente sólo 17 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación nuclear ha aumentado un 2,1% en el trimestre, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones.

El hueco térmico ha disminuido en algo más de 4,5 TWh en el trimestre, con lo que éste representa el 12,8% de la demanda, frente al 19,7% del mismo período de 2013.

La generación con carbón ha disminuido en este trimestre de 2014 un 39,4%, cubriendo un 6,3% de la demanda, cuatro puntos menos que en el mismo período de 2013.

En el primer trimestre de 2014 los ciclos combinados han disminuido su producción un 33,1% respecto al mismo período de 2013, con una cobertura de la demanda del 6,5% frente al 9,5% del mismo trimestre del pasado año.

El precio medio ponderado del mercado diario del trimestre se sitúa en 24,88 €/MWh, sensiblemente inferior a los 40,75 €/MWh del mismo trimestre de 2013 y menos de la mitad de los 53,81 €/MWh del trimestre anterior. Los precios medios diarios del trimestre se situaron entre los 0,55 €/MWh del 9 de febrero y los 59,38 €/MWh del 10 de enero.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 109,3 \$/bbl de promedio en el cuarto trimestre de 2013 hasta 108,2 \$/bbl (-1,0%) en el primer trimestre del año, con valores mensuales a la baja durante todos los meses del trimestre. El API2, principal indicador del coste del carbón en Europa, disminuye un 6,9%, pasando de 84,4 \$/t de media del cuarto trimestre de 2013 a 78,5 \$/t en el trimestre actual, volviendo de nuevo a la tendencia de bajada que mantenía desde hace más de dos años tras la pausa del trimestre anterior. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se sitúan en 5,9 €/t (vencimiento en el año en curso), superior a los 4,7 €/t de media del último trimestre del año pasado.

4.4.1.2.- Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica:

	1T14	1T13	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.090	12.026	0,5
Régimen Ordinario	11.188	11.162	0,2
Hidráulica	1.916	1.907	0,5
Nuclear	604	604	-
Carbón	2.065	2.048	0,8
Ciclos combinados	6.603	6.603	-
Régimen Especial	902	864	4,4
Eólica	738	738	-
Minihidráulicas	107	69	55,1
Cogeneración y otras	57	57	-

La variación en la potencia instalada en Régimen Ordinario respecto a la del año anterior se debe a los siguientes aspectos:

- El incremento de 9 MW como consecuencia de nuevas acreditaciones en varias centrales hidráulicas.
- El aumento de 17 MW de potencia bruta de la central de Meirama, reconocidos en agosto de 2013.

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad:

	1T14	1T13	%
Energía eléctrica producida (GWh):	7.198	8.224	-12,5
Régimen Ordinario:	6.448	7.498	-14,0
Hidráulica	2.205	1.903	15,9
Nuclear	1.164	1.120	3,9
Carbón	271	730	-62,9
Ciclos combinados	2.808	3.745	-25,0
Régimen Especial:	750	726	3,3
Eólica	558	529	5,5
Minihidráulicas	143	113	26,5
Cogeneración y otras	49	84	-41,7
Ventas de electricidad (GWh):	8.742	8.872	-1,5
Mercado liberalizado	6.799	6.682	1,8
TUR/Regulado	1.943	2.190	-11,3
Cuota mercado generación R.O. (%)	17,5	20,2	-13,4

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 7.198 GWh durante el primer trimestre de 2014, cifra inferior en un 12,5% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 6.448 GWh correspondieron a la generación en Régimen Ordinario, con un 14,0% de disminución respecto al mismo período del año anterior debido a la menor producción con ciclos combinados y con carbón.

La generación en Régimen Especial presenta un aumento del 3,3% en el trimestre, alcanzando la cifra de 750 GWh.

En el primer trimestre de 2014, la producción hidráulica realizada de 2.205 GWh es superior (+15,9%) a los 1.903 GWh del mismo período de 2013, consecuencia de las abundantes aportaciones naturales del trimestre.

El comienzo de año se califica como húmedo, característica que se ha mantenido durante todo el período a pesar de la reducción de aportaciones conforme ha ido avanzando el trimestre. El PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio) se sitúa en el trimestre en 26%. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 58,5% de llenado, frente al 62,2% de finales de marzo del pasado año.

La producción nuclear ha presentado un aumento del 3,9% en el trimestre respecto a 2013, cifra afectada por el desplazamiento de las paradas programadas.

La aplicación del R.D. de Garantía de Suministro en el primer trimestre de 2014 ha supuesto una producción con carbón acogido a Garantía de Suministro de 112 GWh para Gas Natural Fenosa. La producción con carbón total alcanzó en el trimestre la cifra de 271 GWh, un 62,9% inferior a la del mismo período de 2013.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el primer trimestre de 2014 ha ascendido a 2.808 GWh, un 25,0% inferior a la del mismo período de 2013.

La cuota de mercado en Régimen Ordinario de Gas Natural Fenosa acumulada a 31 de marzo de 2014 es del 17,5%, inferior al 20,2% del primer período de 2013.

En comercialización de electricidad las ventas del primer trimestre de 2014 han alcanzado la cifra de 8.742 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso (TUR). 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 el primer trimestre de 2014 las emisiones de CO₂ consolidadas de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado de Gas Natural Fenosa, afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 1,4 millones de toneladas de CO₂ (-0,7 millones de toneladas con respecto al mismo período del año anterior).

Gas Natural Fenosa realiza una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO₂ para el período post Kioto (2013-2020), adquiriendo los derechos 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 31 de marzo de 2014 tiene una potencia total instalada en operación de 902 MW consolidables, de los cuales 738 MW corresponden a tecnología eólica, 107 MW a minihidráulica y 57 MW a cogeneración, aplicando los nuevos criterios de consolidación de las NIIF 11.

La producción ha sido un +3,3% superior a la del años 2013 (750 GWh vs 726 GWh). Este aumento en la producción se debe, fundamentalmente, a la mayor producción eólica en +5,5%, debido a una mayor eolicidad respecto al año anterior. En lo que respecta a la tecnología minihidráulica, la mayor producción se debe a la entrada en funcionamiento de las centrales de Belesar II y Peares II, que aportan 39 GWh en el primer trimestre del ejercicio 2014. La cogeneración tiene un descenso significativo respecto al primer trimestre de 2013, debido a la parada temporal de las plantas de

cogeneración asociadas a tratamiento de purines, motivada por la publicación de la propuesta de Orden Ministerial que determina los nuevos parámetros de retribución de la energía eléctrica exportada. Este mismo efecto hace que el EBITDA se sitúe en €12 millones en el primer trimestre de 2014, disminuyendo significativamente respecto al primer trimestre del 2013.

4.4.2.- Electricidad internacional (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia. Las condiciones energéticas del país (entrada en operación de nueva potencia) durante el primer trimestre del año 2014, conllevan una disminución del funcionamiento de esta central térmica, por lo que ha disminuido la producción de electricidad.

4.4.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	25	27	-7,4
Aprovisionamientos	-22	-20	10,0
Gastos de personal, neto	-1	-1	-
Otros gastos/ingresos	-	-3	-
EBITDA	2	3	-33,3
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1	-1	-
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	1	2	-50,0

El EBITDA alcanza los €2 millones en el primer trimestre del año 2014. El descenso se debe a una menor producción (-5,8%) y a la fluctuación de los tipos de cambio, así como a un descenso temporal en el nivel de disponibilidad (indicador determinante de los ingresos por capacidad) por tareas de mantenimiento, que se sitúa en el 83,4%. La bajada en el precio del combustible en los mercados internacionales ha mitigado el descenso del EBITDA.

4.4.2.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	112	112	-
Energía eléctrica producida (GWh/año)	144	143	0,7

Durante el primer trimestre del año 2014, la producción con fuel en Kenia ha aumentado un 0,7% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 144 GWh. Este moderado aumento se debe al menor despacho de la planta en el país, fruto de la entrada en operación de nueva potencia durante este período.

4.5.- LATINOAMÉRICA

4.5.1- Distribución gas

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

El pasado 25 de julio de 2013 Gas Natural Fenosa se adjudicó el concurso convocado por el Estado peruano para extender el servicio de gas natural a 4 ciudades del suroeste del país. Con la entrada en Perú, la compañía consolida y amplía su presencia en Latinoamérica.

De acuerdo con la licitación adjudicada, Gas Natural Fenosa hará llegar el suministro energético a una nueva área que todavía no está conectada a la red de gasoductos y prevé hacer llegar el gas natural a más de 60.000 hogares. En la zona adjudicada se encuentran cuatro grandes núcleos urbanos, entre los que destaca la ciudad de Arequipa, actualmente segunda ciudad más grande en población, además de Moquegua, Tacna e Ilo.

El plazo de concesión de la adjudicación es de 20 años, prorrogables, para desarrollar la gasificación del suroeste del país, que incluye el sistema de transporte y distribución local de gas en las 4 ciudades.

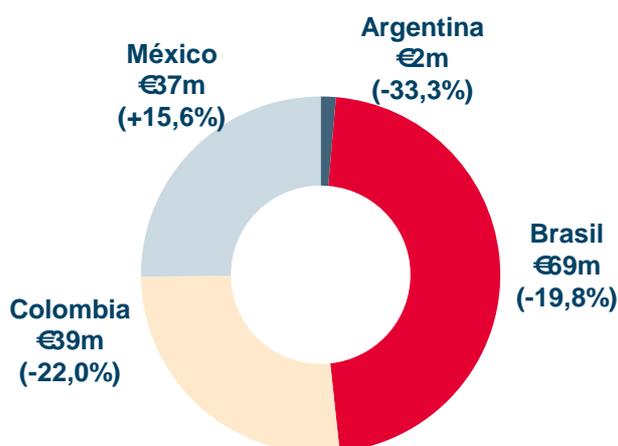
4.5.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	730	816	-10,5
Aprovisionamientos	-511	-565	-9,6
Gastos de personal, neto	-21	-26	-19,2
Otros gastos/ingresos	-51	-53	-3,8
EBITDA	147	172	-14,5
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-24	-28	-14,3
Provisiones de morosidad	-4	-4	-
Resultado de explotación	119	140	-15,0

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €730 millones y registra un descenso del 10,5%, con un volumen de ventas un 2,2% superior al del año anterior.

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA alcanza los €147 millones, con un descenso del 14,5% respecto al mismo período del año anterior, en gran medida debido al efecto negativo en el tipo de cambio como consecuencia de la devaluación de la moneda local en Brasil (-11,9%), Argentina (-30,8%), Colombia (-9,4%) y México (-6,3%).

El gráfico adjunto muestra el detalle del EBITDA de la distribución de gas en Latinoamérica por países y sus respectivas variaciones respecto al mismo período del año 2013.

La aportación de Brasil representa un 46,9% del EBITDA con un volumen de

ventas ligeramente superior respecto al año anterior.

Colombia aporta un 26,5% del EBITDA, destacando un incremento del 26,5% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

El EBITDA de México representa un 25,2% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 15,6% respecto al mismo período del año anterior, incrementándose el margen de energía un 15,9%, debido a los mayores márgenes en los mercados doméstico/ comercial, industrial y de gas natural vehicular (GNV).

4.5.1.2.- Principales magnitudes

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

	1T14	1T13	%
Ventas actividad de gas (GWh):	56.863	55.641	2,2
Venta de gas a tarifa	34.723	33.398	4,0
ATR	22.140	22.243	-0,5
Red de distribución (km)	69.411	67.702	2,5
Incremento de puntos de suministro, en miles	58	48	20,8
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	6.379	6.138	3,9

Las principales magnitudes físicas por países en 2014 son las siguientes:

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	16.475	23.238	5.594	11.556	56.863
Incremento vs. 1T 2013 (%)	1,3	0,1	26,5	-1,6	2,2
Red de distribución (km)	24.131	6.512	20.398	18.370	69.411
Incremento vs. 31/03/2013 (km)	395	168	481	665	1.709
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	1.562	906	2.545	1.366	6.379
Incremento vs. 31/03/2013, en miles	33	31	117	60	241

En el ejercicio 2014 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.379.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 241.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 117.000.

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 56.863 GWh con un incremento del 2,2% respecto a las ventas registradas en 2013.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.709 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.411 km a finales de marzo de 2014, lo que representa un crecimiento del 2,5%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 665 km.

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

- En Argentina, el margen de energía se incrementa un 12,6% respecto al año anterior, producto principalmente del mayor margen de ventas a clientes industriales y de las penalidades a clientes de transporte y distribución interrumpibles por consumos en períodos

de corte. Continúa el esfuerzo en contención de gastos ante un escenario económico-financiero complejo y con una inflación que alcanza niveles en torno al 30%. El 7 de abril de 2014 el organismo regulador (ENARGAS) publicó nuevos cuadros tarifarios; pendiente de concreción su impacto a partir del segundo trimestre.

- La evolución del negocio en Brasil continúa en una senda muy satisfactoria en el primer trimestre del año, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 11,2% y un incremento de las ventas especialmente destacado en los mercados industrial y ATR. Las ventas para el mercado de generación continúan en niveles similares al mismo período de 2013 al mantenerse la situación de escasez de lluvias y los bajos niveles de los embalses. Las reservas de agua se sitúan en marzo de 2014 en el 36,3%, 42,5 p.p. por debajo de la media histórica (78,8% media de 8 años) en la región sudeste-centro oeste, que detenta el 70% de las reservas de agua del país. El 1 de enero de 2014 entró en vigor la aplicación de las nuevas tarifas asociadas a la 3ª Revisión Quinquenal de Tarifas para CEG y CEG Rio, fijándose una tasa de retorno reconocida (WACC) del 9,76%. Adicionalmente, se ha conseguido el rediseño tarifario con un impacto favorable en el resultado de la compañía.
- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen de forma significativa respecto al año anterior en un 26,5% debido principalmente al mayor volumen industrial (+79,9%) derivado de la firma de un nuevo contrato de comercialización con grandes clientes industriales y a la mayor base de clientes. El incremento neto de clientes doméstico/comercial experimenta una subida del 4,7%, situándose en unos 26.848 clientes, ritmo que se espera mantener en los próximos años a pesar del alto grado de saturación existente. En el ámbito de los negocios no regulados destaca el crecimiento del 100% en la venta de aparatos respecto al ejercicio anterior, destacando la comercialización de calefactores con un aumento del 119,5% y los calentadores de agua con un incremento a su vez del 106,1%.
- 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 un significativo incremento del 63,7% en el primer trimestre del año con mayores puestas en servicio respecto al año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación en la zona de Bajíos. En relación a las ventas de gas y ATR, destaca el aumento del 17,3% en el segmento doméstico/comercial, por el mayor consumo unitario doméstico y la mayor base de clientes y el incremento del 9,8% en el sector industrial por el mayor consumo de las grandes empresas industriales de las zonas de bajo Norte, Monterrey y Distrito Federal.

4.5.2- Distribución electricidad

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

Desde el 1 de febrero de 2013 deja de incorporarse al perímetro de consolidación el negocio de distribución de electricidad en Nicaragua por haberse llevado a cabo su enajenación.

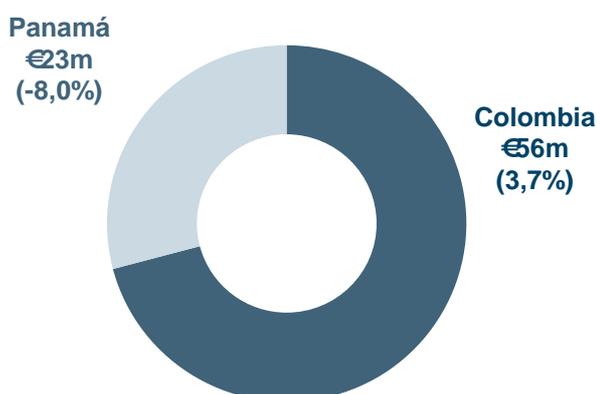
Gas Natural Fenosa seguirá operando sus dos distribuidoras eléctricas (Edemet y Edechi) en Panamá durante los próximos 15 años. El pasado 14 de agosto de 2013 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña adjudicó el 51% de las acciones de Edemet y Edechi a Gas Natural Fenosa, que presentó la única oferta por ambas compañías. El estado panameño conserva el 48% y los accionistas minoritarios el resto.

4.5.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	502	558	-10,0
Aprovisionamientos	-371	-416	-10,8
Gastos de personal, neto	-12	-16	-25,0
Otros gastos/ingresos	-40	-44	-9,1
EBITDA	79	82	-3,7
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-15	-16	-6,3
Provisiones de morosidad	-19	-30	-36,7
Resultado de explotación	45	36	25,0

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €79 millones disminuyendo un 3,7% frente al mismo período del año anterior.

De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio así como la desinversión en Nicaragua el EBITDA aumentaría en un 12%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €56 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 20,4% sin considerar el efecto del tipo de cambio. Fundamentalmente, este aumento responde al efecto del crecimiento de la demanda y la reducción de las pérdidas

de energía.

Asimismo, el EBITDA de los tres primeros meses de 2014 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por €23 millones.

4.5.2.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Ventas actividad de electricidad (GWh):	4.074	4.073	-
Venta de electricidad a tarifa	3.819	3.833	-0,4
ATR	255	240	6,3
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	2.940	2.842	3,4

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 4.074 GWh, cifra prácticamente igual a la del mismo período del año anterior, debido a que el primer trimestre de 2013 recoge ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 239 GWh (1 mes). Sin considerar las operaciones de Nicaragua en ese período, las ventas experimentan un incremento del 6,3%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

Siguiendo la evolución positiva de la demanda, se produce en ambos países un aumento de la cifra de clientes, registrándose un crecimiento conjunto del 3,4%.

Las principales magnitudes físicas por países en 2014 son las siguientes:

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	2.972	1.102	4.074
Incremento vs. 1T 2013 (%)	6,7	5,1	-
Puntos de suministro, en miles (a 31/03)	2.405	535	2.940
Incremento vs. 31/03/2013, en miles	78	20	98
Índice de pérdidas de mercado (%)	16,7	9,9	-

La evolución de los indicadores operativos básicos del negocio evidencia los buenos resultados de la gestión del negocio y el desarrollo conforme a lo previsto de los planes de reducción de pérdidas y morosidad.

Los indicadores de pérdidas de Colombia y Panamá continúan mejorando frente a los niveles registrados en los trimestres anteriores.

4.5.3.- Electricidad

En este epígrafe se incluye a los activos de generación en México, Costa Rica³, Panamá y República Dominicana.

4.5.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	1T13	%
Importe neto de la cifra de negocios	213	195	9,2
Aprovisionamientos	-151	-129	17,1
Gastos de personal, neto	-3	-3	-
Otros gastos/ingresos	-11	-12	-8,3
EBITDA	48	51	-5,9
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-23	-25	-8,0
Provisiones de morosidad	-	-	-
Resultado de explotación	25	26	-3,8

El EBITDA del negocio de Electricidad alcanza los €48 millones, con una reducción del 5,9% frente al mismo período del año anterior. De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio, el EBITDA se reduciría en un 2,4%.

En México, el EBITDA disminuye un 3,6% debido fundamentalmente al efecto del tipo de cambio.

³ Los resultados procedentes de la actividad de generación eléctrica en Costa Rica se registran básicamente dentro de resultados financieros por aplicación del modelo financiero de la CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios".

El EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 13,0% como consecuencia del incremento extraordinario de la producción en el primer trimestre del año anterior, motivado por la salida del sistema de unidades de generación más eficientes.

El EBITDA de Panamá disminuye un 36,7% debido a la menor generación hidráulica por la escasez de precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales. Esto ha ocasionado un mayor coste de energía por compras en el mercado y mayor coste de combustible por la mayor producción con unidades térmicas para cubrir los compromisos contractuales de potencia.

4.5.3.2.- Principales magnitudes

	1T14	1T13	%
Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.317	2.317	-
México (CC)	2.035	2.035	-
Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
Panamá (hidráulica)	22	22	-
Panamá (fuel)	11	11	-
República Dominicana (fuel)	198	198	-
Energía eléctrica producida (GWh):	4.013	4.512	-11,1
México (CC)	3.831	4.137	-7,4
Costa Rica (hidráulica)	26	42	-38,1
Panamá (hidráulica)	14	15	-6,7
Panamá (fuel)	12	3	-
República Dominicana (fuel)	130	315	-58,7
Factor de disponibilidad (%):			
México (CC)	96,1	98,3	-2,2
Costa Rica (hidráulica)	100,0	100,0	-
Panamá (hidráulica y fuel)	88,4	96,8	-8,7
República Dominicana (fuel)	88,6	89,6	-1,1

La producción en México ha sido inferior al primer trimestre del año 2013 debido al menor despacho de las centrales de Hermosillo y Tuxpan, motivado por la mayor producción hidráulica y los mantenimientos realizados en 2014, principalmente en Hermosillo donde se realizó una revisión de la turbina de gas y la rehabilitación del sistema de diesel. Esto último también se ha visto reflejado en los menores valores de disponibilidad.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto afectada por el escaso régimen de lluvias registrado durante la primera parte de este año y el bajo despacho.

La mayor producción en Panamá frente al mismo trimestre de 2013 es como consecuencia de la mayor generación de las centrales térmicas, despachadas por requerimiento de la demanda para compensar la menor generación hidráulica derivada del escaso nivel de precipitaciones. La mayor operación térmica ha incidido en una menor disponibilidad debido a los mayores trabajos de mantenimiento realizados en las mismas.

La generación en República Dominicana disminuyó un 58,7% como resultado del incremento extraordinario de la producción registrado en 2013.

Se resumen a continuación los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) desde el 1 de enero de 2014 hasta la fecha:

- Gas Natural Fenosa remite anuncio del pago del dividendo del 8 de enero de 2014 (comunicado el 3 de enero de 2014, número de registro 198312).
- La agencia de calificación de crédito *Fitch Ratings* retira el *Rating Watch Negative* (RWN) de Gas Natural Fenosa y le asigna la perspectiva de estable (comunicado el 10 de enero de 2014, número de registro 198544).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del cuarto trimestre de 2013 (comunicado el 24 de enero de 2014, número de registro 198978).
- Gas Natural Fenosa comunica reorganización del negocio de generación de electricidad en España (comunicado el 31 de enero de 2014, número de registro 199325).
- Gas Natural Fenosa publica el informe de resultados correspondientes al cuarto trimestre de 2013 (comunicado el 18 de febrero de 2014, número de registro 200558).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondientes al cuarto trimestre de 2013 (comunicado el 18 de febrero de 2014, número de registro 200561).
- Gas Natural Fenosa comunica el plan de adquisición de acciones dirigido a empleados para el ejercicio 2014 (comunicado el 19 de febrero de 2014, número de registro 200643).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del segundo semestre de 2013 (comunicado el 21 de febrero de 2014, número de registro 200729).
- Gas Natural Fenosa publica el Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2013 (comunicado el 21 de febrero de 2014, número de registro 200739).
- Gas Natural Fenosa cierra una emisión de bonos por importe de €500 millones (comunicado el 27 de febrero de 2014, número de registro 201064).
- Gas Natural Fenosa convoca Junta General Ordinaria de Accionistas para el día 11 de abril de 2014 (comunicado el 7 de marzo de 2014, número de registro 201670).
- Gas Natural Fenosa remite el Informe Anual sobre remuneración de los consejeros del ejercicio 2013 (comunicado el 7 de marzo de 2014, número de registro 201671).
- Gas Natural Fenosa remite copia de la presentación utilizada en la rueda de prensa previa a la Junta General de Accionistas (comunicado el 11 de abril de 2014, número de registro 203328).
- Gas Natural Fenosa comunica que la Junta General de Accionistas ha aprobado todas las propuestas sometidas por el Consejo de Administración que conformaban el Orden del Día de la Junta General (comunicado el 11 de abril de 2014, número de registro 203403).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer trimestre de 2014 (comunicado el 16 de abril de 2014, número de registro 203767).

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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T14	1T13(*)
Importe neto de la cifra de negocios	6.284	6.649
Otros ingresos de explotación	48	59
Aprovisionamientos	-4.460	-4.712
Gastos de personal	-211	-227
Otros gastos de explotación	-437	-484
EBITDA	1.224	1.285
Otros resultados	-	8
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-387	-397
Dotación a provisiones	-47	-55
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	790	841
Resultado financiero	-200	-206
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	-
Resultado de entidades método participación	-1	-10
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	589	625
Impuesto sobre beneficios	-144	-161
Intereses minoritarios	-43	-53
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	402	411

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

EBITDA

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA	253				
España	227				
Italia	26				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA	153				
España	141				
Moldavia	12				
GAS	312				
Infraestructuras	71				
Aprovisionamientos y comercialización	241				
ELECTRICIDAD	199				
España	197				
Internacional	2				
LATINOAMÉRICA	274				
Distribución de gas	147				
Distribución de electricidad	79				
Electricidad	48				
RESTO	33				
TOTAL EBITDA	1.224				

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T13	2T13	3T13	4T13	2013(*)
DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA	256	247	268	238	1.009
España	225	227	249	216	917
Italia	31	20	19	22	92
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA	159	158	153	141	611
España	147	150	146	133	576
Moldavia	12	8	7	8	35
GAS	317	263	265	276	1.121
Infraestructuras	67	68	57	66	258
Aprovisionamientos y comercialización	250	195	208	210	863
ELECTRICIDAD	233	199	158	184	774
España	230	195	155	182	762
Internacional	3	4	3	2	12
LATINOAMÉRICA	305	316	311	297	1.229
Distribución de gas	172	184	172	156	684
Distribución de electricidad	82	83	87	88	340
Electricidad	51	49	52	53	205
RESTO	15	35	32	23	105
TOTAL EBITDA	1.285	1.218	1.187	1.159	4.849

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

Inversiones materiales e intangibles

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA	51				
España	48				
Italia	3				
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA	22				
España	20				
Moldavia	2				
GAS	183				
Infraestructuras	178				
Aprovisionamientos y comercialización	5				
ELECTRICIDAD	16				
España	16				
Internacional	-				
LATINOAMÉRICA	75				
Distribución de gas	31				
Distribución de electricidad	22				
Electricidad	22				
RESTO	10				
TOTAL	357				

(cifras no auditadas)

(€millones)	1T13	2T13	3T13	4T13	2013(*)
DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA	47	72	64	126	309
España	44	66	59	110	279
Italia	3	6	5	16	30
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA	20	65	66	78	229
España	19	63	62	71	215
Moldavia	1	2	4	7	14
GAS	5	7	7	18	37
Infraestructuras	2	3	1	6	12
Aprovisionamientos y comercialización	3	4	6	12	25
ELECTRICIDAD	36	47	32	60	175
España	36	47	32	60	175
Internacional	-	-	-	-	-
LATINOAMÉRICA	61	157	131	200	549
Distribución de gas	32	42	44	63	181
Distribución de electricidad	20	33	36	39	128
Electricidad	9	82	51	98	240
RESTO	25	34	4	93	156
TOTAL	194	382	304	575	1.455

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/14	31/03/13(*)
Activo no corriente-	33.137	33.800
Inmovilizado intangible	7.946	8.307
Inmovilizado material	20.282	20.889
Inversiones método participación	2.415	2.567
Activos financieros no corrientes	1.437	998
Activos por impuesto diferido	1.057	1.039
Activo corriente-	10.739	11.310
Existencias	779	676
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.183	5.119
Otros activos financieros corrientes	294	1.091
Efectivo y medios líquidos equivalentes	4.483	4.424
TOTAL ACTIVO	43.876	45.110

(cifras no auditadas)

(€ millones)	31/03/14	31/03/13(*)
Patrimonio neto-	15.349	15.356
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	13.827	13.764
Intereses minoritarios	1.522	1.592
Pasivo no corriente-	19.566	23.485
Ingresos diferidos	923	868
Provisiones no corrientes	1.467	1.563
Pasivos financieros no corrientes	14.332	18.332
Pasivos por impuesto diferido	1.982	2.044
Otros pasivos no corrientes	862	678
Pasivo corriente-	8.961	6.269
Provisiones corrientes	139	132
Pasivos financieros corrientes	4.329	1.533
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.039	4.183
Otros pasivos corrientes	454	421
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	43.876	45.110

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

(cifras no auditadas)

(€ millones)	1T14	1T13(*)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	827	753
Resultado antes de impuestos	589	625
Ajustes del resultado	571	584
<i>Cash flow</i> operativo	1.160	1.209
Cambios en el capital corriente	61	-167
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-394	-289
Pagos/ cobros de intereses	-293	-251
Pagos por impuesto sobre beneficios	-101	-38
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-413	-287
Pagos por inversiones	-485	-762
Cobros por desinversiones	69	469
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	3	6
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-91	-373
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	320	38
Pagos por dividendos	-395	-393
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-16	-18
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-12	9
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	311	101
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	4.172	4.323
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	4.483	4.424

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

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

Teléfono 34 934 025 897
Fax 34 934 025 896

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com