

**INFORMACIÓN TRIMESTRAL
(DECLARACIÓN INTERMEDIA O INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL):**

TRIMESTRE : **Tercero**

AÑO : **2014**

FECHA DE CIERRE DEL PERIODO : **30/09/2014**

I. DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

Denominación Social:	GAS NATURAL SDG, S.A.	
Domicilio Social:	PLAZA DEL GAS, 1	C.I.F.:
		A-08015497

II. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA A LA INFORMACIÓN REGULADA PREVIAMENTE PUBLICADA

Explicación de las principales modificaciones respecto a la información periódica previamente publicada: (sólo se cumplimentará en el caso de producirse modificaciones)

III. DECLARACIÓN INTERMEDIA

Contiene



Información adicional
en fichero adjunto

(1) Si la sociedad opta por publicar un informe financiero trimestral que contenga toda la información que se requiere en el apartado D) de las a a a a instrucciones de este modelo, no necesitará adicionalmente publicar la declaración intermedia de gestión correspondiente al mismo período, cuya información mínima se establece en el apartado C) de las instrucciones.



Resultados enero-septiembre 2014

4 de noviembre de 2014

EL BENEFICIO NETO EN LOS NUEVE PRIMEROS MESES DE 2014 ALCANZA LOS €1.239 MILLONES

- El beneficio neto del período enero-septiembre de 2014 alcanza los €1.239 millones y aumenta un 10,6%. Este resultado incluye las plusvalías de la venta de GNF Telecomunicaciones por €252 millones y un deterioro de inmovilizado e inversiones por el método de participación por €47 millones (de los que €25 millones corresponden al tercer trimestre de 2014), así como su correspondiente efecto fiscal. Ajustando dichos efectos, el beneficio neto ajustado disminuiría en un 2,6% debido a los impactos del RDL 9/2013 y del RDL 8/2014 y al impacto de la depreciación de las monedas, fundamentalmente latinoamericanas, en su traslación contable a euros en el proceso de consolidación.
- El EBITDA consolidado del período alcanza los €3.606 millones con un descenso del 2,3% 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.
- Los impactos diferenciales con respecto al mismo período del año anterior de las medidas regulatorias del RDL 9/2013 que afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, así como del RDL 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 ascienden a €151 millones en el EBITDA.
- El impacto en el EBITDA de la depreciación de las monedas en su traslación a euros es €80 millones superior al del mismo período del año anterior 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 ascendería a €3.837 millones, un 4,0% superior al del mismo período de 2013.
- Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation con el fin de impulsar su negocio de generación fuera de Europa en línea con los objetivos del plan estratégico, a través del desarrollo de proyectos de generación, especialmente en Latinoamérica y Asia.
- Gas Natural Fenosa alcanza un acuerdo con los principales accionistas de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) para la adquisición de esta sociedad a través del lanzamiento de una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre la totalidad del capital social a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y que supondría un desembolso máximo de cerca de €2.600 millones. La Oferta se prevé cerrar durante la segunda quincena de noviembre.
- Siguiendo con el proceso de expansión en México, el pasado 22 de octubre de 2014 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México adjudica a Gas Natural Fenosa el servicio de gas natural en una nueva zona de distribución de dos estados del noroeste del país, con un mercado potencial de 500.000 clientes.
- A 30 de septiembre de 2014 el ratio de endeudamiento se sitúa en el 46,4% y el ratio Deuda financiera neta/EBITDA en 2,9 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.

1.- PRINCIPALES MAGNITUDES

1.1.- Principales magnitudes económicas

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
6.069	5.742	5,7	Importe neto de la cifra de negocios	18.223	18.273	-0,3
1.185	1.193	-0,7	EBITDA	3.606	3.690	-2,3
728	747	-2,5	Beneficio de explotación	2.490	2.331	6,8
307	340	-9,7	Resultado neto	1.239	1.120	10,6
656	752	-12,8	Flujos de efectivo actividades explotación	2.069	2.508	-17,5
-	-	-	Número medio de acciones (en millones)	1.001	1.001	-
-	-	-	Cotización a 30/09 (€)	23,31	15,43	51,1
-	-	-	Capitalización bursátil a 30/09	23.333	15.445	51,1
-	-	-	Resultado neto por acción (€)	1,24	1,12	10,6
363	353	2,8	Inversiones	1.056	1.008	4,8
548	254	-	Patrimonio neto	15.985	15.198	5,2
371	29	-	Deuda financiera neta (a 30/09)	13.843	14.772	-6,3

1.2.- Ratios

(cifras no auditadas)

	9M14	9M13
Endeudamiento ¹	46,4%	49,3%
EBITDA/ Coste deuda financiera neta	6,6x	6,3x
Deuda financiera neta/EBITDA	2,9x	3,0x
PER	14,9x	10,7x
EV/EBITDA	7,8x	6,1x

Datos bursátiles y de balance a 30 de septiembre.

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

1.3.- Principales magnitudes físicas

Actividad de Distribución:

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
99.696	95.344	4,6	Distribución de gas (GWh):	310.987	315786	-1,5
34.808	39.394	-11,6	Europa:	124.212	143.573	-13,5
350	332	5,4	Ventas de gas a tarifa	2.542	2.726	-6,7
34.458	39.062	-11,8	ATR ²	121.670	140.847	-13,6
64.888	55.950	16,0	Latinoamérica:	186.775	172.213	8,5
42.505	39.863	6,6	Ventas de gas a tarifa	119.033	111.896	6,4
22.383	16.087	39,1	ATR	67.742	60.317	12,3
12.935	12.920	0,1	Distribución de electricidad (GWh):	38.649	38.723	-0,2
8.515	8.808	-3,3	Europa:	25.857	26.448	-2,2
615	579	6,2	Ventas de electricidad a tarifa	1.919	1.858	3,3
7.900	8.229	-4,0	ATR	23.938	24.590	-2,7
4.420	4.112	7,5	Latinoamérica:	12.792	12.275	4,2
4.157	3.854	7,9	Ventas de electricidad a tarifa	12.011	11.515	4,3
263	258	1,9	ATR	781	760	2,8
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de gas, en miles (a 30/09):	12.185	11.857	2,8
-	-	-	Europa	5.664	5.604	1,1
-	-	-	Latinoamérica	6.521	6.253	4,3
-	-	-	Puntos de suministro de distribución de electricidad, en miles (a 30/09):	7.528	7.414	1,5
-	-	-	Europa	4.526	4.514	0,3
-	-	-	Latinoamérica	3.002	2.900	3,5
-	-	-	TIEPI en España (minutos)	37	33	12,1

Actividad de Gas:

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
71.765	62.450	14,9	Comercialización mayorista (GWh):	214.007	201.393	6,3
44.039	39.563	11,3	España	128.618	132.510	-2,9
27.726	22.887	21,1	Resto ventas de gas	85.389	68.883	24,0
1.998	2.173	-8,1	Comercialización minorista (GWh)	19.220	22.591	-14,9
30.354	25.476	19,1	Transporte de gas – EMPL (GWh)	91.901	90.779	1,2

² Incluye los servicios de ATR en transporte secundario.

Actividad de Electricidad:

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
13.732	14.135	-2,9	Energía eléctrica producida (GWh):	36.307	37.595	-3,4
9.101	9.468	-3,9	España:	22.815	23.817	-4,2
			Generación:			
427	461	-7,4	Hidráulica	3.410	3.659	-6,8
1.082	1.182	-8,5	Nuclear	3.169	3.181	-0,4
2.677	2.216	20,8	Carbón	4.174	3.552	17,5
4.550	5.186	-12,3	Ciclos combinados	10.490	11.759	-10,8
365	423	-13,7	Renovable y cogeneración:	1.572	1.666	-5,6
4.631	4.667	-0,8	Global Power Generation:	13.492	13.778	-2,1
4.187	4.136	1,2	México (CC)	12.301	12.224	0,6
47	74	-36,5	Costa Rica (hidráulica)	118	164	-28,0
16	23	-30,4	Panamá (hidráulica)	43	50	-14,0
4	2	-	Panamá (fuel)	28	11	-
275	295	-6,8	República Dominicana (fuel)	628	923	-32,0
102	137	-25,5	Kenia (fuel)	374	406	-7,9
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW):	14.551	15.119	-3,8
-	-	-	España:	12.122	12.690	-4,5
-	-	-	Generación:			
-	-	-	Hidráulica	1.948	1.914	1,8
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.065	2.065	-
-	-	-	Ciclos combinados	6.603	6.603	-
-	-	-	Renovable y cogeneración:	902	864	4,4
-	-	-	Global Power Generation:	2.429	2.429	-
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	Panamá (fuel)	11	11	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-

Adquisición de Compañía General de Electricidad, S.A.

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 representan aproximadamente el 54,19% capital social, han suscrito un contrato de promesa de compraventa en virtud del cual Gas Natural Fenosa se compromete 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, que se hace por el 100% de las acciones de CGE a un precio en efectivo de 4.700 pesos chilenos por acción y está sujeta entre otras a las condiciones habituales en este tipo de operaciones, se prevé cerrar durante la segunda quincena de noviembre.

En caso de alcanzarse un grado de aceptación del 100%, la adquisición implicaría un desembolso de aproximadamente €2.600 millones. El tamaño total de la operación, incluyendo la deuda consolidada de CGE y la participación minoritaria de sus filiales, es de aproximadamente €6.000 millones.

La adquisición por parte de Gas Natural Fenosa supondrá la mayor operación de compra internacional realizada por la multinacional energética española en toda su historia y también la mayor compra de una *utility* en Latinoamérica.

Para Gas Natural Fenosa esta operación supone un hito estratégico clave porque le permite entrar en el mercado energético de Chile desde una posición de liderazgo, a través de la principal empresa de distribución de electricidad y gas del país, que cuenta con más de 2,5 millones de clientes y que distribuye electricidad al 40% del mercado chileno, incluyendo parte de la capital Santiago de Chile.

La operación supone un paso más en el cumplimiento de los objetivos de crecimiento incluidos en el plan estratégico de Gas Natural Fenosa, ya que refuerza su posición en distribución de gas y electricidad en Latinoamérica.

Desde el punto de vista financiero, la operación no altera la solidez financiera de la compañía y acelera el cumplimiento de los objetivos comprometidos en el plan estratégico 2013-2015, aportando activos y negocios de gran calidad.

Sobre Grupo CGE

Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos integrados más importantes del país. Concentra casi toda su actividad en el sector eléctrico y gasista en Chile (desde Arica a Puerto Williams), Argentina (en cuatro provincias) y en Colombia (26 de los 32 distritos en la actividad de distribución de gas licuado).

En el mercado de electricidad, la compañía es responsable de la distribución del 40% de la energía eléctrica y satisface la demanda del 43% de los consumidores de Chile, con más de 2,5 millones de clientes y es el primer operador de red de alta tensión con una cuota de mercado del 35% y más de 3.400 kilómetros de líneas.

Asimismo, cuenta una participación directa en Gasco, una de las tres principales distribuidoras de GLP con un 27% de cuota de mercado, que a su vez participa en Metrogas, la principal distribuidora de gas del país con más de 580.000 clientes, que tiene una sólida posición en el mercado de gas natural licuado a través de su participación en la terminal de Quintero.

El EBITDA de CGE en el ejercicio 2013 alcanzó los 743 millones de dólares, de los que el 96% corresponde a su actividad en el mercado energético chileno.

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.
- En el mes de junio de 2014 se vende la sociedad de telecomunicaciones Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones y sus sociedades participadas.

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 renovable y cogeneración en España y que 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 30 de septiembre de 2013 y la cuenta de pérdidas y ganancias de los nueve primeros meses de de 2013.

Los impactos sobre las principales magnitudes del período enero-septiembre de 2013 han sido los siguientes:

(cifras no auditadas)

(€millones)	9M13	NIIF 11 9M13	Variación
Deuda financiera neta	15.168	14.772	396
Inversiones	1.035	1.008	27
EBITDA	3.865	3.690	175

2.2.- Análisis de resultados

2.2.1.- Importe neto de la cifra de negocios

El importe neto de la cifra de negocios hasta el 30 de septiembre de 2014 asciende a €18.223 millones y registra un descenso del 0,3% 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

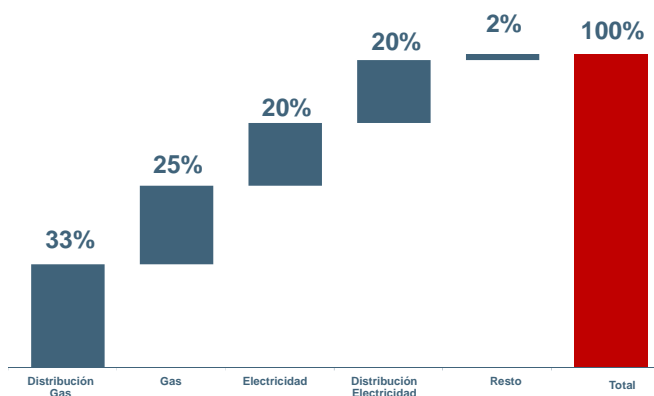
El EBITDA consolidado del período enero-septiembre de 2014 alcanza los €3.606 millones con un descenso del 2,3% respecto al del mismo período de 2013, a pesar de la significativa contención del gasto, en un entorno macroeconómico, energético y regulatorio muy exigente, por los impactos del RDL 9/2013 en la actividad eléctrica en España y del RDL 8/2014 en la actividad de distribución de gas y la depreciación de las monedas en su traslación contable a euros.

Los impactos diferenciales con respecto al mismo período del año anterior de las medidas regulatorias del RDL 9/2013 que afecta a las actividades de distribución y generación de electricidad en España, que entró en vigor el 14 de julio de 2013 y por tanto no tuvo impacto en el primer semestre de 2013, así como del RDL 8/2014 que afecta a las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014 ascienden a €151 millones en el EBITDA.

Asimismo, la depreciación de las monedas en su traslación a euros ha tenido un impacto en el EBITDA del período de €80 millones superior al 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 de los nueve primeros meses de 2014 ascendería a €3.837 millones, un 4,0% superior al del mismo período del año anterior.

Contribución al EBITDA por actividades

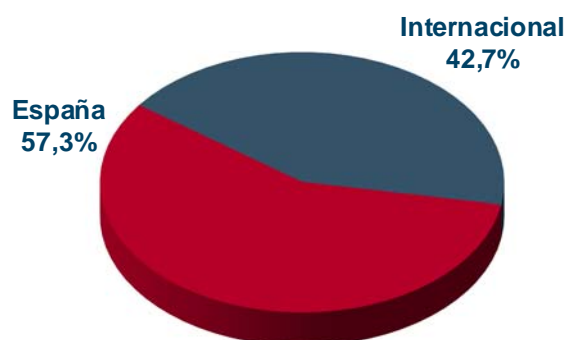


En el gráfico adjunto se puede apreciar las distintas contribuciones al EBITDA por líneas de negocio y su adecuada diversificación, donde destaca la aportación de la actividad de distribución de gas con un 32,9% del total consolidado. Le sigue la actividad de gas con un 24,7% y la actividad de electricidad (fundamentalmente en España) con un 20,0%.

Contribución al EBITDA por zona geográfica

Por otro lado, las actividades reguladas de gas y electricidad en Europa contribuyen en un 33,0% en su conjunto.

El EBITDA de las actividades internacionales de Gas Natural Fenosa disminuye en un 3,6% debido a la traslación a euros de las monedas y representa un 42,7% del total consolidado frente a un 43,3% en el mismo período del año anterior. Por el otro lado, el EBITDA proveniente de las operaciones en España desciende un 1,2% y representa el 57,3% del total consolidado.



Las dotaciones a amortizaciones y pérdidas por deterioro hasta el 30 de septiembre de 2014 ascienden a €1.184 millones y registran un descenso del 1,2%. Las provisiones por morosidad se sitúan en €185 millones frente a €169 millones en el año 2013. Finalmente, unos resultados procedentes de la enajenación de activos de €253 millones en el presente período frente a €8 millones en el año anterior sitúan el beneficio operativo en €2.490 millones, un 6,8% superior al del año anterior.

2.2.3.- Resultado financiero

El detalle del resultado financiero es el siguiente:

(cifras no auditadas)				
3T14	3T13	(€ millones)	9M14	9M13
-171	-194	Coste deuda financiera neta	-550	-586
-19	-13	Otros gastos/ingresos financieros	-41	-10
2	1	Ingreso financiero Costa Rica	4	4
-188	-206	Resultado financiero	-587	-592

El coste de la deuda financiera neta hasta el 30 de septiembre de 2014 es de €550 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.

El resultado financiero incluye €4 millones de ingresos financieros (€4 millones en el mismo período del año anterior) correspondientes a la valoración de las concesiones de Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecido en la CINIIF 12.

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 renovable y cogeneración en España.

En los nueve primeros meses de 2014 el resultado es de -€75 frente a -€54 millones en el mismo período del año anterior. Las partidas más relevantes es la aportación positiva de €30 millones de Ecoeléctrica (el mismo importe que en el mismo período del año anterior) y el Subgrupo Unión Fenosa Gas que aporta un resultado negativo de -€77 millones (-€82 millones en el mismo periodo del año anterior).

En septiembre de 2014, se incluye un importe de €25 millones que corresponde al 50% de la pérdida por deterioro del valor del inmovilizado material de Nueva Generadora del Sur, S.A. Esta sociedad explota la planta de ciclo combinado de Campo de Gibraltar, que se encuentra en situación de indisponibilidad, como consecuencia de una sentencia judicial que ha ordenado el desmantelamiento de la línea de evacuación de energía. Nueva Generadora del Sur ha iniciado, en el ejercicio 2014, acciones administrativas para obtener la autorización de un trazado alternativo para la línea.

En la central de ciclo combinado de Ecoeléctrica en Puerto Rico, la producción fue superior en un 3,0% al del mismo período del año anterior como consecuencia del mayor despacho por parte de la autoridad eléctrica de ese país.

El gas suministrado en España por Unión Fenosa Gas³ en los tres trimestres de 2014 ha alcanzado un volumen de 28.651 GWh frente a los 29.450GWh registrados en el año anterior. Adicionalmente se ha gestionado una energía de 16.335 GWh a través de operaciones de venta internacional en distintos mercados internacionales, lo que supone un incremento (+11,32%) con respecto al mismo período del año anterior.

³ Magnitudes al 100%.

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.

El gasto por impuesto sobre beneficios se reconoce en base a la mejor estimación de la tasa efectiva prevista para todo el ejercicio anual. La tasa efectiva estimada del período enero-septiembre de 2014 y de 2013 ha ascendido al 24,5% y 23,5% respectivamente. La diferencia entre la tasa impositiva teórica y la tasa efectiva corresponde, básicamente, a la consideración de deducciones fiscales y, para el período terminado el 30 de septiembre de 2013, al efecto de la actualización de balances.

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 y Colombia y a las sociedades de distribución de electricidad en Panamá y Colombia.

El resultado atribuido a los intereses minoritarios en el ejercicio 2014 asciende a €141 millones, cifra €28 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)	9M14	9M13	%
Inversiones materiales e intangibles	1.015	881	15,2
Inversiones financieras	41	127	-67,6
Total inversiones	1.056	1.008	4,8

Las inversiones materiales e intangibles del período alcanzan los €1.015 millones, con un incremento del 15,2% 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, por €177 millones. Ajustando dicha cifra, el resto de inversiones materiales e intangibles decrecen en un 4,9%.

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 en la construcción de la central hidráulica de Torito de 50 MW de potencia.

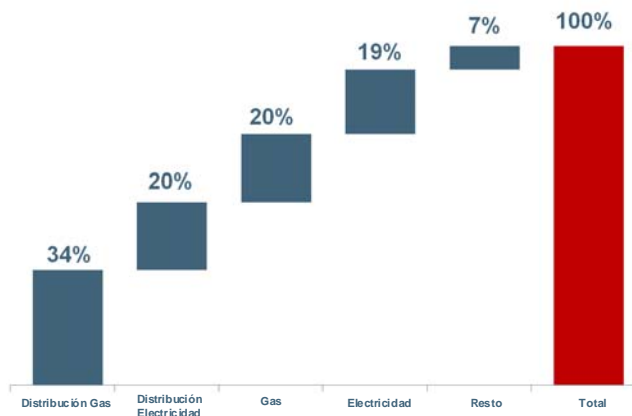
Las inversiones financieras de 2013 corresponden, fundamentalmente, a la adquisición de una participación del 14,9% en Medgaz por €101 millones (junto con la parte proporcional del préstamo del accionista) y a las inversiones realizadas en Costa Rica de acuerdo con el modelo de concesiones de servicios establecidos en la CINIIF 12 por €23 millones.

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

(cifras no auditadas)

(€ millones)	9M14	9M13	%
Distribución gas:	342	300	14,0
España	191	169	13,0
Italia	15	13	15,4
Latinoamérica	136	118	15,3
Distribución electricidad:	207	241	-14,1
España	117	145	-19,3
Moldavia	9	7	28,6
Latinoamérica	81	89	-9,0
Gas:	203	20	-
Infraestructuras	185	6	-
Aprovisionamientos y comercialización	18	14	28,6
Electricidad:	193	261	-26,1
España	87	115	-24,3
Global Power Generation	106	146	-27,4
Resto	70	59	18,6
Total inversiones materiales e intangibles	1.015	881	15,2

Inversiones materiales e intangibles por actividades



El principal foco inversor se sitúa en la actividad de distribución de gas que aumenta en un 14,0% y representa el 33,7% del total consolidado. En cuanto a la distribución de electricidad destaca la disminución del 19,3% de las inversiones en España. La actividad de gas alcanza el 20% de la cifra total debido a la incorporación de un nuevo buque metanero a la flota de Gas Natural Fenosa.

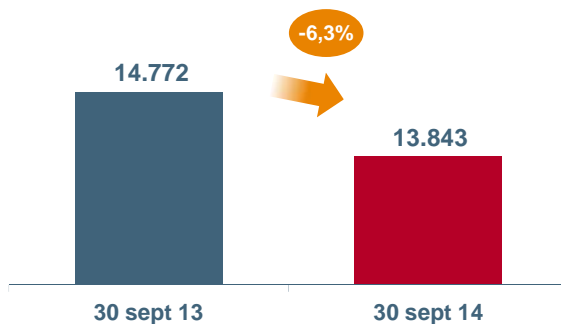
En el ámbito geográfico, las inversiones en España, excluyendo el buque metanero, disminuyen un 3,6%.

3.2.- Deuda

A 30 de setiembre de 2014 la deuda financiera neta alcanza los €13.843 millones y sitúa el ratio de endeudamiento en el 46,4%.

Si se descuenta el déficit de tarifa eléctrico pendiente de recuperar (€428 millones) y las retenciones practicadas por la CNMC en 2014 (€194 millones) la deuda neta se situaría en €13.221 millones que representa un ratio de endeudamiento del 45,3%.

Evolución de la deuda financiera neta (€millones)



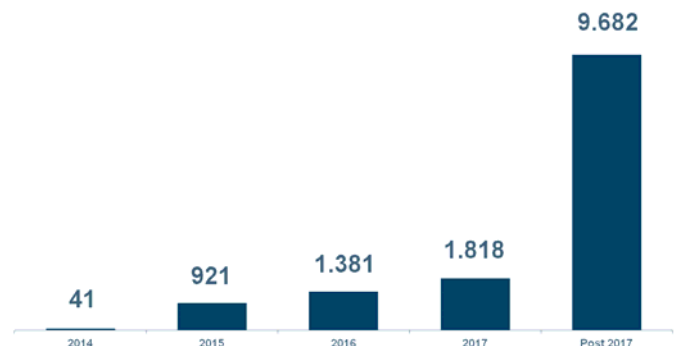
Los ratios de Deuda neta/EBITDA y EBITDA/Coste deuda financiera neta se sitúan a 30 de septiembre de 2014 en 2,9x (2,8x si se considera la deuda neta descontando el déficit de tarifa) y en 6,6x, respectivamente.

En cuanto a la distribución de vencimientos de la deuda financiera neta, el 92,9% 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 82,4% de la deuda financiera neta está a tipo de interés fijo y el 17,6% restante a tipo variable. El 6,0% de la deuda financiera neta tiene vencimiento a corto y el 94,0% restante a largo plazo.

En el gráfico adjunto se muestra el calendario de vencimientos de la deuda neta de Gas Natural Fenosa a 30 de septiembre de 2014.

Vencimiento de la deuda neta (€millones)



A 30 de septiembre de 2014 la tesorería y otros activos líquidos equivalentes junto con la financiación bancaria disponible totalizan una liquidez de €10.802 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 09/2014
Líneas de crédito comprometidas	6.808
Líneas de crédito no comprometidas	89
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	3.905
Total	10.802

Adicionalmente, los instrumentos financieros disponibles en el mercado de capitales a 30 de septiembre de 2014 se sitúan en €3.986 millones e incluyen el programa *Euro Medium Terms Notes* (EMTN) por importe de €3.245 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 €312 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 €429 millones.

En el mes de marzo de 2014 se colocó 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 €10.755 millones.

Durante los primeros nueve meses 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 tramo por importe €225 millones dispuesto en el mes de septiembre de 2014.

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 30 de septiembre de 2014 y su peso relativo sobre el total es el siguiente:

(cifras no auditadas)

(€ millones)	30/09/14	%
EUR	12.065	87,2
US\$	741	5,4
COP	593	4,3
MXN	284	2,0
BRL	160	1,1
Total deuda financiera neta	13.843	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 supuso 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.

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 se abonó el dividendo a cuenta de €0,393 por acción y el 1 de julio de 2014 el dividendo complementario de €0,504 por acción, ambos en efectivo.

A 30 de septiembre de 2014 el patrimonio neto de Gas Natural Fenosa alcanza los €15.985 millones. De este patrimonio es atribuible a Gas Natural Fenosa la cifra de €14.420 millones y representa un crecimiento del 5,7% respecto al 30 de septiembre 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.

Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation para impulsar el negocio de generación internacional y abrirse a nuevos mercados, tal y como recogen las líneas de crecimiento de su actual plan estratégico. La sociedad integra todos los activos de generación internacional del grupo en México (cuatro centrales de ciclo combinado y el parque eólico de Bii-Hioxo); Costa Rica (centrales hidráulicas de La Joya y Torito); Puerto Rico (ciclo combinado); República Dominicana (central térmica); Panamá (central hidráulica y central térmica); Kenia (central térmica); y Australia (proyectos eólicos en desarrollo).

De esta forma se establecen como detalle de las actividades de Gas Natural Fenosa:

- Distribución de gas (España, Italia y Latinoamérica).
- Distribución de electricidad (España, Moldavia y Latinoamérica).
- Gas (Infraestructuras y Aprovisionamientos y comercialización).
- Electricidad (España y Global Power Generation).

4.1.- DISTRIBUCIÓN GAS

4.1.1.- España

El negocio en España incluye la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) 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)

3T14	3T13	%	(€ millones)	9M14	9M13	%
296	335	-11,6	Importe neto de la cifra de negocios	926	969	-4,4
-5	-3	66,7	Aprovisionamientos	-15	-17	-11,8
-19	-18	5,6	Gastos de personal, neto	-57	-57	-
-48	-65	-26,2	Otros gastos/ingresos	-178	-194	-8,2
224	249	-10,0	EBITDA	676	701	-3,6
-70	-73	-4,1	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-214	-215	-0,5
-2	-1	-	Provisiones de morosidad	-6	-1	-
152	175	-13,1	Resultado de explotación	456	485	-6,0

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas alcanza los €926 millones siendo inferior en €43 millones al del mismo período del año anterior derivado principalmente por la remodelación del modelo retributivo y por la atonía de la demanda de gas.

El EBITDA se sitúa en los €676 millones, inferior en €25 millones al del año 2013.

4.1.1.2.- Principales magnitudes

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

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
34.458	39.062	-11,8	Ventas – ATR (GWh)	121.670	140.847	-13,6
298	272	9,6	Red de distribución (km)	48.556	47.415	2,4
10	9	11,1	Incremento de puntos de suministro, en miles	36	28	28,6
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	5.208	5.152	1,1

Las ventas de la actividad regulada de gas de Gas Natural Fenosa en España en su conjunto descienden en un 13,6% (-19.177 GWh).

La demanda de gas sujeta a remuneración de distribución menor a 60 bares ha disminuido en un 14,9% (-15.878 GWh) por una climatología más calurosa, siendo el año más cálido de los últimos quince años, con un diferencial de 178 grados-día así como por la disminución de demanda en el mercado industrial de la cogeneración afectada por las nuevas medidas regulatorias.

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 los nueve primeros meses de 2014 en 805 km, permitiendo la gasificación de 32 nuevos municipios, alcanzando un total de 1.131 municipios con acceso al gas natural y un total de 5.208.000 puntos de suministro.

El pasado 5 de julio de 2014 fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que incluye, entre otras disposiciones, una serie de ajustes a la retribución de las actividades reguladas del gas con efectos desde el día 5 de julio de 2014. Se trata de una revisión regulatoria del sector del gas natural que tiene como objetivo actualizar distintos parámetros y solucionar el incipiente déficit de tarifa del sector.

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, supone una reducción de la retribución de aproximadamente €45 millones en el ejercicio 2014.

Los ajustes anunciados 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.

4.1.2.- Italia

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

4.1.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€ millones)	9M14	9M13	%
21	22	-4,5	Importe neto de la cifra de negocios	67	68	-1,5
-	-	-	Aprovisionamientos	-	-	-
-3	-3	-	Gastos de personal, neto	-8	-8	-
-2	-1	-	Otros gastos/ingresos	-9	-7	28,6
16	18	-11,1	EBITDA	50	53	-5,7
-8	-6	33,3	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-20	-19	5,3
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
8	12	-33,3	Resultado de explotación	30	34	-11,8

El EBITDA alcanza los €50 millones, un 5,7% inferior respecto al del mismo período del año anterior.

La reducción se debe fundamentalmente a la menor remuneración por el nuevo modelo regulatorio de retribución 2014-2019, que considera la reducción que se ha producido en la tasa de impuestos en el país (-4%) lo que supone una mejora asociada en el resultado neto.

4.1.2.2.- Principales magnitudes

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
350	332	5,4	Ventas – ATR (GWh)	2.542	2.726	-6,7
33	12	-	Red de distribución (km)	7.038	6.913	1,8
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	456	452	0,9

La actividad de distribución de gas alcanza los 2.542 GWh, con una disminución del 6,7% respecto al año 2013 debido a las temperaturas más cálidas de inicio año.

La red de distribución al 30 de septiembre de 2014 asciende a 7.038 km, con un aumento de 125 km en los últimos doce meses.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 455.827 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, lo que supone un crecimiento del 0,9% respecto al 30 de septiembre de 2013.

4.1.3- Latinoamérica

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

El 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.

4.1.3.1.- Resultados

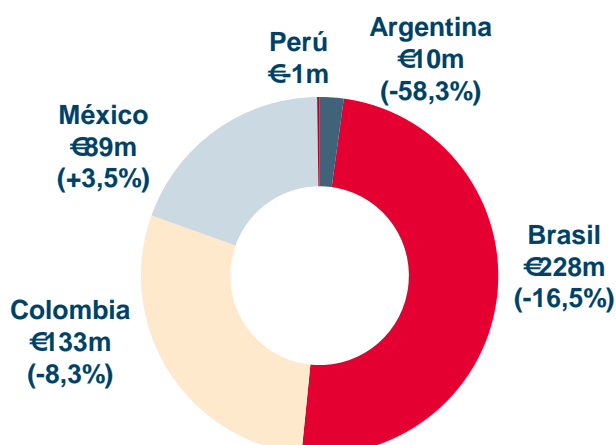
(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
893	771	15,8	Importe neto de la cifra de negocios	2.493	2.479	0,6
-644	-513	25,5	Aprovisionamientos	-1.789	-1.699	5,3
-22	-23	-4,3	Gastos de personal, neto	-67	-75	-10,7
-67	-62	8,1	Otros gastos/ingresos	-178	-177	0,6
160	173	-7,5	EBITDA	459	528	-13,1
-27	-26	3,8	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-78	-82	-4,9
-5	-5	-	Provisiones de morosidad	-12	-14	-14,3
128	142	-9,9	Resultado de explotación	369	432	-14,6

El importe neto de la cifra de negocios asciende a €2.493 millones y registra un incremento del 0,6%, con un volumen de ventas un 8,5% superior al del año anterior.

El EBITDA alcanza los €459 millones, con un descenso del 13,1% 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 (-7,9%), Argentina (-34,1%), Colombia (-5,0%) y México (-4,6%). De no considerar el efecto provocado por el tipo de cambio el EBITDA disminuiría en 4,2%.

EBITDA en Latinoamérica por países



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 49,7% del EBITDA con un volumen de ventas un 13,5% superior respecto al mismo período del año anterior.

Colombia aporta un 29,0% del EBITDA, destacando un incremento del 31,0% en el volumen de ventas, atribuible principalmente al crecimiento del mercado industrial.

El EBITDA de México representa un 19,4% del conjunto del negocio, registrando un crecimiento del 3,5% respecto al mismo período del año anterior, incrementándose el margen de energía un 11,5%, debido a los mayores márgenes en los mercados doméstico/ comercial, industrial y de gas natural vehicular (GNV).

4.1.3.2.- Principales magnitudes

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

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
64.888	55.950	16,0	Ventas actividad de gas (GWh):	186.775	172.213	8,5
42.505	39.863	6,6	Venta de gas a tarifa	119.033	111.896	6,4
22.383	16.087	39,1	ATR	67.742	60.317	12,3
524	252	-	Red de distribución (km)	70.285	68.508	2,6
74	56	32,1	Incremento de puntos de suministro, en miles	200	163	22,7
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	6.521	6.253	4,3

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

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Total
Ventas actividad de gas (GWh):	55.802	78.201	18.142	34.630	186.775
Incremento vs. 9M 2013 (%)	3,1	13,5	31,0	-1,9	8,5
Red de distribución (km)	24.286	6.657	20.589	18.753	70.285
Incremento vs. 30/09/2013 (km)	367	230	446	734	1.777
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	1.580	927	2.605	1.409	6.521
Incremento vs. 30/09/2013, en miles	34	38	119	77	268

En el ejercicio 2014 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 6.521.000 clientes. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento respecto al año anterior con un incremento de 268.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia con un aumento de 119.000.

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 186.775 GWh con un incremento del 8,5% respecto a las ventas registradas en 2013.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.777 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 70.285 km a finales de septiembre de 2014, lo que representa un crecimiento del 2,6%. A este importante crecimiento ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 734 km.

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

- En Argentina se produce un incremento del margen de energía en todos los mercados respecto al año anterior, producto principalmente de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios autorizados por el regulador (ENARGAS) a partir del 1 de abril de 2014. Esta acción

supone una señal para restituir el equilibrio económico en el sector, sin embargo, los incrementos tarifarios previstos en los diferentes componentes (gas, transporte y distribución) se centran prioritariamente en la componente gas, que es un *pass-through*, no cubriendo suficientemente el incremento fijado para la distribución las necesidades del negocio y el incremento de inflación. Adicionalmente, contribuyen a la mejora del margen el efecto tipo de cambio en las ventas a clientes industriales del mercado no regulado y la aplicación de 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 40%.

- La evolución del negocio en Brasil confirma una senda muy satisfactoria en el tercer trimestre del año, con un crecimiento en las puestas en servicio doméstico/comercial del 14,6% y un incremento de las ventas destinadas al mercado ATR. Las ventas para el mercado de generación continúan en niveles similares a las del 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 septiembre de 2014 en el 25,3%, 46,5 p.p. por debajo de la media histórica (71,8% 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.

Asimismo, Gas Natural Fenosa y la brasileña CEMIG han firmado un acuerdo para la potenciación del desarrollo de la red de distribución de gas natural en Brasil. En virtud de este acuerdo condicionado al cumplimiento de determinadas cláusulas suspensivas, ambas compañías desarrollarán durante los próximos meses los esfuerzos necesarios para poder constituir un holding de distribución de gas en Brasil y acometer posibles nuevas inversiones. La sociedad holding tendrá un acuerdo de accionistas, estará participada mayoritariamente por Gas Natural Fenosa y no afectará a la situación de control de las participadas en Río de Janeiro y Sao Paulo por parte de Gas Natural Fenosa.

El acuerdo deberá ser sometido, en el debido momento, a las correspondientes autorizaciones regulatorias y administrativas de las autoridades pertinentes.

- En Colombia las ventas de gas y ATR crecen de forma significativa respecto al año anterior en un 31,0% debido principalmente al mayor volumen industrial (+72,3%) 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 3,5%, situándose en 87.286 clientes en los nueve primeros meses del año, 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 resalta el crecimiento del 58,5% en la venta de aparatos respecto al ejercicio anterior, destacando la comercialización de calefactores con un aumento del 48,1% y los calentadores de agua con un incremento a su vez del 30,9%.
- 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 65,0% en el tercer trimestre del año con un 18,5% de incremento en las puestas en servicio respecto al año anterior debido principalmente al crecimiento de la saturación en la zona de Bajíos y a la contención de bajas. En relación a las ventas de gas y ATR, destaca el aumento del 11,4% en el segmento doméstico/comercial, por el mayor consumo unitario doméstico y la mayor base de clientes y el incremento del 8,3% en el sector industrial por el mayor consumo de las grandes empresas industriales de las zonas de bajío Norte y Monterrey.

Siguiendo con el proceso de expansión en México, el pasado 22 de octubre de 2014 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México adjudicó a Gas Natural Fenosa el servicio de gas natural en una nueva zona de distribución de dos estados del noroeste del país, con un mercado potencial de 500.000 clientes.

La nueva zona de distribución incluye los municipios de Cajeme y Navojoa, en Sonora; y Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado, en Sinaloa. Todos ellos se encuentran situados en el corazón de una de las regiones agrícolas más ricas del país, cuyas industrias alimentarias tienen un alto consumo energético.

- En relación con la actividad en Perú, se continúa avanzando conforme a lo definido en el plan de negocio que sirvió de base para la adjudicación del concurso, teniendo como objetivo empezar a prestar servicio en la segunda mitad de 2015.

4.2.- DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD

4.2.1. España

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

4.2.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
206	206	-	Importe neto de la cifra de negocios	615	624	-1,4
-1	1	-	Aprovisionamientos	-1	1	-
-23	-23	-	Gastos de personal, neto	-76	-76	-
-30	-38	-21,1	Otros gastos/ingresos	-99	-107	-7,5
152	146	4,1	EBITDA	439	442	-0,7
-53	-51	3,9	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-155	-156	-0,6
1	-1	-	Provisiones de morosidad	-1	-2	-50,0
100	94	6,4	Resultado de explotación	283	284	-0,4

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.

El EBITDA en el período enero-septiembre de 2014 alcanza los €439 millones con un descenso del 0,7% con respecto al mismo periodo de 2013. El importe neto de la cifra de negocio se ve reducido en un 1,4% por los efectos derivados de la nueva regulación. La evolución mencionada de la cifra de negocio se ve compensada en parte por el mejor comportamiento de los gastos, tanto operativos como de personal.

4.2.1.2.- Principales magnitudes

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
7.900	8.229	-4,0	Ventas – ATR (GWh)	23.938	24.590	-2,7
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.672	3.670	0,1
-	-	-	TIEPI (minutos)	37	33	12,1

La energía suministrada disminuye un 2,7%, por encima de la caída de la demanda de distribución nacional que se situó en septiembre de 2014 en 180.167 GWh (182.029 GWh en el mismo período de 2013) lo que supone una disminución del 1,0% según balance de Red Eléctrica de España (REE).

El número de puntos de suministro se sitúa ligeramente por encima del año anterior (2.640 suministros), recuperándose la senda de crecimiento.

La calidad de suministro, en Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), alcanza valores superiores a los del mismo período del año anterior por la peor climatología de principios de año, no obstante el valor es acorde con la media de los últimos años.

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)

3T14	3T13	%	(€ millones)	9M14	9M13	%
50	51	-2,0	Importe neto de la cifra de negocios	166	178	-6,7
-38	-40	-5,0	Aprovisionamientos	-127	-138	-8,0
-2	-1	-	Gastos de personal, neto	-5	-5	-
-2	-3	-33,3	Otros gastos/ingresos	-8	-8	-
8	7	14,3	EBITDA	26	27	-3,7
-1	-2	-50,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-4	-5	-20,0
-	-	-	Provisiones circulante	-	-	-
7	5	40,0	Resultado de explotación	22	22	-

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.

La disminución del EBITDA en el período enero-septiembre de 2014 frente el mismo período del año anterior se debe a la depreciación de la moneda local frente al euro. La tasa media de cambio para este período es de 18,59 Lei/€ frente a 16,39 Lei/€ en el mismo período del 2013. Sin considerar el efecto del tipo de cambio, el crecimiento del EBITDA es del 8,2% por mejora en los indicadores de pérdidas, mejoras de eficiencia y contención de gastos.

4.2.2.2.- Principales magnitudes

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
615	579	6,2	Ventas actividad de electricidad (GWh)	1.919	1.858	3,3
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	854	844	1,2
-	-	-	Índice de pérdidas de red (%)	9,1	11,1	-18,0

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 3,3% por la energía recuperada debido a las campañas de reducción de pérdidas y por incremento de la demanda un 0,8% respecto al 2013.
- Los puntos de suministro alcanzan los 854.107, lo que supone un crecimiento del 1,2% respecto al cierre de septiembre de 2013 debido principalmente al crecimiento del sector inmobiliario.

4.2.3- Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada 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.

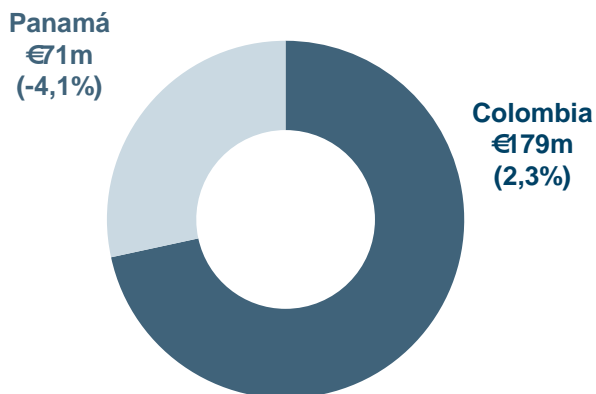
Gas Natural Fenosa seguirá operando sus dos distribuidoras eléctricas (Edemet y Edechi) en Panamá durante los próximos 15 años. El pasado 14 de agosto de 2013 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) panameña adjudicó el 51% de las acciones de Edemet y Edechi a Gas Natural Fenosa, que presentó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

4.2.3.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€ millones)	9M14	9M13	%
582	512	13,7	Importe neto de la cifra de negocios	1.657	1.619	2,3
-420	-369	13,8	Aprovisionamientos	-1.234	-1.189	3,8
-12	-13	-7,7	Gastos de personal, neto	-38	-44	-13,6
-51	-43	18,6	Otros gastos/ingresos	-135	-134	0,7
99	87	13,8	EBITDA	250	252	-0,8
-16	-15	6,7	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-46	-47	-2,1
-23	-13	76,9	Provisiones de morosidad	-74	-71	4,2
60	59	1,7	Resultado de explotación	130	134	-3,0

EBITDA en Latinoamérica por países



El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanza los €250 millones disminuyendo un 0,8% 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 6,5%.

El negocio de distribución de Colombia aporta €179 millones de EBITDA, lo que supone un aumento del 9,7% 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 nueve primeros meses de 2014 comprende el importe correspondiente a las distribuidoras de Panamá por €71 millones.

4.2.3.2.- Principales magnitudes

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
4.420	4.112	7,5	Ventas actividad de electricidad (GWh):	12.792	12.275	4,2
4.157	3.854	7,9	Venta de electricidad a tarifa	12.011	11.515	4,3
263	258	1,9	ATR	781	760	2,8
-	-	-	Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	3.002	2.900	3,5

Las ventas de la actividad de electricidad alcanzan los 12.792 GWh, con un incremento del 4,2% a pesar de 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 3,5%.

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

	Colombia	Panamá	Total
Ventas actividad de electricidad (GWh):	9.427	3.365	12.792
Incremento vs. 9M13 (%)	6,6	5,4	4,2
Puntos de suministro, en miles (a 30/09)	2.455	547	3.002
Incremento vs. 30/09/2013, en miles	80	22	102
Índice de pérdidas de mercado (%)	16,7	9,9	14,8

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.

4.3.- 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)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
77	78	-1,3	Importe neto de la cifra de negocios	231	238	-2,9
-1	-14	-92,9	Aprovisionamientos	-6	-27	-77,8
-1	-1	-	Gastos de personal, neto	-3	-3	-
-4	-6	-33,3	Otros gastos/ingresos	-11	-16	-31,3
71	57	24,6	EBITDA	211	192	9,9
-22	-20	10,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-61	-64	-4,7
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
49	37	32,4	Resultado de explotación	150	128	17,2

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras en los nueve primeros meses de 2014 alcanza los €231 millones, con una disminución del 2,9%.

El EBITDA de 2014 se eleva hasta los €211 millones, un 9,9% superior al del mismo período del año anterior debido principalmente a la mayor utilización de la flota propia.

4.3.1.2.- Principales magnitudes

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

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
30.354	25.476	19,1	Transporte de gas-EMPL (GWh):	91.901	90.779	1,2
8.599	8.880	-3,2	Portugal-Marruecos	26.281	27.509	-4,5
21.755	16.596	31,1	España-Marruecos (Gas Natural Fenosa)	65.620	63.270	3,7

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 91.901 GWh, un 1,2% superior al año anterior, recuperando la senda de crecimiento por un mayor volumen de gas vehiculado a España. De esta

cifra, 65.620 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 26.281 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 los nueve primeros meses de 2014 ascienden a 6.357 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. Por otro lado, la Comisión Europea cerró en julio de 2014 el proyecto piloto abierto al respecto lo que refleja que la tramitación se ha realizado de conformidad con la Normativa Europea.

4.3.2.- Aprovisionamientos y comercialización

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

4.3.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
2.716	2.490	9,1	Importe neto de la cifra de negocios	8.822	8.710	1,3
-2.467	-2.219	11,2	Aprovisionamientos	-7.940	-7.849	1,2
-15	-13	15,4	Gastos de personal, neto	-47	-42	11,9
-48	-50	-4,0	Otros gastos/ingresos	-155	-150	3,3
186	208	-10,6	EBITDA	680	669	1,6
-5	-5	-	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-16	-14	14,3
-30	-27	11,1	Provisiones de morosidad	-69	-55	25,5
151	176	-14,2	Resultado de explotación	595	600	-0,8

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los €8.822 millones, lo que supone un aumento del 1,3% respecto al del año anterior. El EBITDA registra unos resultados de €680 millones, con un aumento del 1,6% fundamentalmente debido a las mayores ventas en el mercado exterior y a unos menores costes de comercialización, fundamentalmente en el tercer trimestre de 2014.

4.3.2.2.- Principales magnitudes

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

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
71.765	62.450	14,9	Comercialización mayorista (GWh):	214.007	201.393	6,3
44.039	39.563	11,3	España:	128.618	132.510	-2,9
28.153	26.999	4,3	Comercialización Gas Natural Fenosa ⁴	84.742	87.339	-3,0
15.886	12.564	26,4	Aprovisionamiento a terceros	43.876	45.171	-2,9
27.726	22.887	21,1	Internacional:	85.389	68.883	24,0
8.831	5.345	65,2	Comercialización Europa	30.596	20.620	48,4
18.895	17.542	7,7	Resto exterior	54.793	48.263	13,5

En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español se ha recuperado en el tercer trimestre y alcanza los 128.618 GWh en los nueve primeros meses del año, con un descenso del 2,9% respecto a la del mismo período del año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-3,0%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados y por un menor aprovisionamiento a terceros (-2,9%).

Asimismo la comercialización de gas internacional sigue la tendencia marcada en los trimestres anteriores y alcanza los 85.389 GWh con un aumento del 24,0% 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 17%, según datos publicados por el Ente Regulador de Portugal (ERSE), lo que le mantiene como 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 6,5 TWh/año.

Gas Natural Fenosa, a través de su filial Gas Natural Comercializadora se ha adjudicado el 48% de la capacidad adicional de almacenamientos subterráneos puesta en el mercado por el Gestor Técnico del Sistema.

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización en Europa), cuenta en Francia con una cartera contratada de 22,4 TWh/año con clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público.

Igualmente, la filial francesa consolida su posición en Bélgica y Luxemburgo con una cartera contratada de 6,4 TWh/año. En Holanda se afianza la posición con 5,3 TWh/año de cartera. En Alemania, donde se empezó la actividad a finales del año 2012 ya se ha contratado una cartera de 1,6 TWh/año.

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 7,1 TWh/año a cierre del tercer trimestre de 2014.

⁴ No incluye operaciones de intercambio.

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

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
-	-	-	Contratos minoristas (a 30/09):	11.958.039	11.424.499	4,7
-	-	-	Contratos de energía	9.228.553	9.014.180	2,4
-	-	-	Contratos de servicios energéticos	2.729.486	2.410.319	13,2
-	-	-	Contratos por cliente	1,5	1,4	7,1
-	-	-	Cuota de mercado contratos gas (España)	57,9%	57,9%	-
1.998	2.173	-8,1	Comercialización minorista (GWh):	19.220	22.591	-14,9
1.767	1.938	-8,8	España	17.208	20.519	-16,1
231	235	-1,7	Italia	2.012	2.072	-2,9
-	-	-	Contratos mantenimiento (España) (a 30/09)	2.456.171	2.108.636	16,5

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 12,0 millones de contratos activos de gas, electricidad y servicios de mantenimiento, de los que 521.874 son en Italia.

Gas Natural Fenosa, pionera en la integración del suministro conjunto de ambas energías (gas y electricidad) ha superado los 1,4 millones de hogares, asimismo gran parte de estos hogares (79%) 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 1.272.000 nuevos contratos en 2014.

En el mercado de la pequeña y mediana empresa se continúa potenciando el servicio de optimización de potencia a los clientes en cartera, que consiste en asesorar de forma personalizada a cada cliente. Asimismo, continúa la actividad de expansión en Portugal, superando a cierre del tercer trimestre los 31.000 contratos.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la innovación para cumplir las expectativas de nuestros 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.

Gas Natural Fenosa tiene el compromiso en la mejora continua, por ello orienta sus esfuerzos tanto en el desarrollo y avance de nuevos productos de servicios de mantenimiento como en los productos tradicionales. El amplio y diversificado portfolio de servicios para cliente residencial y pyme ha hecho crecer la cartera hasta los 2,5 millones de contratos activos, que mediante una plataforma propia de operaciones con 158 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad *online*, permite maximizar la calidad del servicio y satisfacción de nuestros 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 septiembre de 2013.

Gas Natural Fenosa impulsa el uso del gas natural como combustible en transporte de mercancías por carretera en España. Se ha aprobado un plan para construir, en una primera fase, y en un plazo aproximado de dos años, ocho nuevas estaciones de servicio, que se situarán en los principales corredores de la península Ibérica. Estas estaciones se sumarán a las siete que la compañía ya tiene operativas en esos corredores y a las dos que actualmente están en fase de desarrollo. Estas estaciones cubrirán las rutas de mayor tránsito de vehículos pesados. Las estaciones suministrarán gas natural licuado, empleado en vehículos pesados que recorren largas distancias

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 2014 dos nuevos servicios energéticos mejorando y completando la oferta de Gas Natural Fenosa.

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 precio voluntario pequeño consumidor.

4.4.1.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€ millones)	9M14	9M13	%
1.555	1.339	16,1	Importe neto de la cifra de negocios	4.319	4.247	1,7
-1.142	-944	21,0	Aprovisionamientos	-3.143	-3.017	4,2
-37	-39	-5,1	Gastos de personal, neto	-109	-118	-7,6
-184	-197	-6,6	Otros gastos/ingresos	-503	-531	-5,3
192	159	20,8	EBITDA	564	581	-2,9
-125	-120	5,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-399	-400	-
-9	-9	-	Dotación a provisiones	-22	-32	-31,3
58	30	90,0	Resultado de explotación	143	149	-4,7

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el período enero-septiembre de 2014 alcanza los €4.319 millones, superior en un 1,7% a la cifra del mismo período del año anterior.

La recuperación de los precios eléctricos en el trimestre han facilitado un mayor nivel de Ebitda, si bien en términos acumulados se eleva a €564 millones y desciende en un 2,9% respecto al mismo período del 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 RDL 9/2013) que han afectado a la generación eléctrica.

En el conjunto nacional, la demanda eléctrica peninsular alcanzó en el tercer trimestre del año los 61.558 GWh, un 0,6% inferior al mismo trimestre de 2013, manteniendo 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 sólo septiembre presenta aumento, 3,3%. Por el contrario julio y agosto presentan disminuciones mensuales, -2,6% y -2,2% respectivamente, si bien ambos valores están fuertemente afectados por las temperaturas moderadas impropias del verano.

En valores acumulados en los primeros nueve meses de 2014 la cifra se sitúa en los 182.669 GWh, disminuyendo un 0,9% frente al mismo período del pasado año. En términos de demanda neta, corregida por el efecto laboralidad y temperatura, la demanda aumenta un 0,3%.

En el trimestre, la máxima potencia horaria se alcanzó el 17 de julio de 2014 con 37.229 MW, inferior a los 37.570 MW alcanzados en el mismo trimestre del año anterior (10 de julio de 2013).

El saldo físico de intercambios internacionales, se mantiene exportador con 1,1 TWh exportados en el tercer trimestre del año (un 55,6% de disminución respecto al tercer trimestre de 2013), por lo que en valores acumulados alcanza los 2,9 TWh, un 37,8% menos que lo exportado en los primeros nueve meses de 2013.

El consumo de bombeo alcanzó en el tercer trimestre los 722 GWh, un 3,0% más que en el mismo trimestre de 2013. En valores acumulados el consumo de bombeo alcanza los 4.005 GWh un 15,2% menos que a la misma fecha de 2013.

La generación neta nacional ha disminuido el 2,5% en el trimestre y en valores acumulados, en los primeros nueve meses del año, disminuye un 2,1%.

Comparada con el mismo trimestre del año anterior, la generación renovable disminuye un 5,5% frente a una disminución del -1,0% de la generación no renovable. En valores acumulados la renovable aumenta un 1,0% frente al 4,4% de disminución de la no renovable.

La generación eólica ha disminuido en el trimestre un 9,3% respecto al mismo período del año anterior. Dentro del trimestre, sólo el mes de julio presenta crecimientos positivos, 26,2%, siendo septiembre con un 33,4% de disminución el mes con peor comportamiento del trimestre. En términos de cobertura, esta tecnología alcanza el 13,9% en el trimestre, 1,4 puntos menos que en el mismo trimestre de 2013. En valores acumulados la cobertura de este año, 19,6%, es 0,4 puntos inferior a la del pasado.

El resto de generación renovable ha presentado en el trimestre una disminución del 2,6%. En términos acumulados aumenta un 5,5%, con especial relevancia de la solar térmica que aumenta un 18,5% en lo que va de año.

La generación renovable en su conjunto ha cubierto el 33,4% de la demanda en el tercer trimestre del año, 1,8 puntos menos que en el mismo trimestre de 2013. En el conjunto del año la cobertura es del 45,6%, 0,9 puntos más que en el mismo período del pasado año.

La generación no renovable ha presentado una disminución en el trimestre del 1,0% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En valores acumulados en lo que va de año, la disminución alcanza el 4,4%, con disminuciones en todas las tecnologías, excepto la hidráulica y el carbón.

La generación hidráulica ha presentado una disminución en el trimestre del 8,1%. 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 24%; es decir, estadísticamente sólo 24

de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual. En términos de producción el incremento acumulado en lo que va de año es del 6,2%.

La generación nuclear ha disminuido un 10,9% en el trimestre. En valores acumulados a finales de septiembre de 2014 la disminución es del 3,1%, cifra afectada por el desplazamiento de las revisiones.

El hueco térmico ha aumentado en casi 2 TWh en el trimestre, con lo que representa el 37,2% de la demanda frente al 33,9% del mismo trimestre de 2013. En términos acumulados, el hueco térmico es un 4,4% superior al acumulado el pasado año por estas fechas, con una cobertura del 24,7%, 1,3 puntos superior a la registrada en 2013.

La generación con carbón presenta un aumento en este tercer trimestre de 2014 del 14,1%, cubriendo un 26,2% de la demanda, 3,3 puntos más que en el mismo período de 2013. En lo que va de año el aumento es del 13,9%, con una cobertura del 15,5% frente al 13,4% del pasado año.

En el tercer trimestre de 2014 los ciclos combinados han disminuido su producción un 0,8% respecto al mismo período de 2013, por lo que en el conjunto del año la disminución se sitúa en el 9,9%. En términos de cobertura de la demanda en el trimestre la cifra es del 11,1%, similar a la del mismo trimestre de 2013. En el conjunto del año la cobertura es del 8,1%, 0,7 puntos menos que en los tres primeros trimestres de 2013.

El precio medio ponderado del mercado diario del trimestre se sitúa en 53,02€/MWh, dos euros superior a los 51,02 €/MWh del mismo trimestre de 2013 y un 29% superior a los 41,07 €/MWh del trimestre anterior. En valores acumulados el precio medio ponderado del mercado diario se sitúa en 39,10 €/MWh, 2,0 €/MWh por debajo del valor acumulado en el pasado año por estas fechas. Los precios medios diarios del trimestre se situaron entre los 36,29 €/MWh del 20 de julio de 2014 y los 67,25 €/MWh del 4 de septiembre de 2014, manteniendo una tendencia creciente a lo largo del trimestre.

Con referencia a la evolución de otras *commodities*, el Brent ha pasado de cotizar a 109,6 \$/bbl de promedio en el segundo trimestre de 2014 hasta 101,9 \$/bbl (-7,1%) en el tercer 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, aumenta un 0,6%, pasando de 74,7 \$/t de media del segundo trimestre de 2014 a 75,2 \$/t en el trimestre actual, rompiendo la tendencia de bajada que presentaba desde hacía más de dos años tras la pausa de último trimestre del año anterior. Los derechos de CO₂ (EUAs en Bluenext) se sitúan en 6,1 €/t (vencimiento en el año en curso), superior a los 5,3 €/t de media del pasado trimestre.

4.4.1.2.- Principales magnitudes

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

Capacidad de generación eléctrica:

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW):	12.122	12.050	0,6
-	-	-	Generación:	11.220	11.186	0,3
-	-	-	Hidráulica	1.948	1.914	1,8
-	-	-	Nuclear	604	604	-
-	-	-	Carbón	2.065	2.065	-
-	-	-	Ciclos combinados	6.603	6.603	-
-	-	-	Renovable y cogeneración:	902	864	4,4
-	-	-	Eólica	738	738	-
-	-	-	Resto hidráulica	107	69	55,1
-	-	-	Cogeneración y otras	57	57	-

Energía eléctrica producida y ventas de electricidad:

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
9.101	9.468	-3,9	Energía eléctrica producida (GWh):	22.815	23.817	-4,2
8.736	9.045	-3,4	Generación:	21.243	22.151	-4,1
427	461	-7,4	Hidráulica	3.410	3.659	-6,8
1.082	1.182	-8,5	Nuclear	3.169	3.181	-0,4
2.677	2.216	20,8	Carbón	4.174	3.552	17,5
4.550	5.186	-12,3	Ciclos combinados	10.490	11.759	-10,8
365	423	-13,7	Renovable y cogeneración:	1.572	1.666	-5,6
272	273	-0,4	Eólica	1.161	1.136	2,2
80	64	25,0	Resto hidráulica	335	271	23,6
13	86	-84,9	Cogeneración y otras	76	259	-70,7
8.904	8.294	7,4	Ventas de electricidad (GWh):	25.788	24.892	3,6
7.624	6.770	12,6	Mercado liberalizado	21.220	19.615	8,2
1.280	1.524	-16,0	TUR/Regulado	4.568	5.277	-13,4
-	-	-	Cuota mercado generación (%)	12,0	12,2	-1,6

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 9.101 GWh durante el tercer trimestre de 2014, cifra inferior en un 3,9% a la del mismo trimestre del pasado año. De esa cifra, 8.736 GWh corresponden a generación tradicional, con un 3,4% de disminución respecto al mismo período del año anterior debido a una disminución en todas las tecnologías (excepto el carbón). En lo que va de año la producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa disminuye un 4,2%, básicamente por la menor generación tradicional.

La generación eólica, resto de hidráulica y cogeneración presenta una disminución del 13,7% en el trimestre, y de un 5,6% en el conjunto del año.

En el tercer trimestre de 2014, la producción hidráulica realizada de 427 GWh es inferior (-7,4%) a los 461 GWh del mismo período de 2013, consecuencia de las menores aportaciones naturales en el trimestre. En el conjunto del año la producción hidráulica es un 6,8% inferior a la de 2013.

Las escasas aportaciones del tercer trimestre del año, hacen que el año que comenzó como húmedo, pase a calificarse como medio, con un PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio) que se sitúa al finalizar septiembre en el 51%. El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 28,7% de llenado, frente al 31,8% de finales de septiembre del pasado año.

La producción nuclear ha presentado una disminución del 8,5% en el tercer trimestre respecto a 2013. En valores acumulados la disminución es del 0,4%, si bien estas cifras están afectadas por el desplazamiento de las paradas programadas.

La aplicación del R.D. de Garantía de Suministro en el tercer trimestre de 2014 ha supuesto una producción con carbón acogido a Garantía de Suministro de 1.375 GWh para Gas Natural Fenosa. La producción total con carbón alcanzó en el trimestre la cifra de 2.677 GWh, un 20,8% superior a la del tercer trimestre de 2013. En el conjunto del año la producción con carbón es de 4.174 GWh, un 17,5% superior a la de los primeros tres trimestres del pasado año.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante el tercer trimestre de 2014 ha ascendido a 4.550 GWh, un 12,3% inferior a la del mismo período de 2013. En 2014 la producción con esta tecnología es de 10.490 GWh un 10,8% inferior a la de 2013.

La cuota de mercado en generación tradicional acumulada a 30 de septiembre de 2014 de Gas Natural Fenosa es del 18,6%, inferior al 19,8% de 2013.

En comercialización de electricidad las ventas del período enero-septiembre de 2014 han alcanzado la cifra de 25.788 GWh, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso. 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 tercer 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 el comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, han sido de 4,5 millones de toneladas frente a los 4,1 millones de toneladas del mismo período del año 2013. El dato acumulado para los tres primeros trimestres del 2014 es de 8,3 millones de toneladas de CO₂ (+0.4 Mt 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 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 septiembre 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.

La producción ha sido un 5,6% inferior a la del año 2013 (1.572 GWh vs 1.666 GWh). Esta disminución, se debe fundamentalmente, a la menor producción de la tecnología de cogeneración (cogeneración + purines), que ha descendido en un 70,7%, debido a la parada 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. En la tecnología eólica se produce un incremento de la producción del 2,2%, debido a una mayor eolicidad respecto al mismo período del año anterior. En lo que respecta a la producción con tecnología minihidráulica (+23,6%), la mayor producción se debe a la entrada en funcionamiento de las centrales de Belesar II y Peares II, que aportan 103 GWh en los nueve primeros meses de 2014.

Con fecha 16 de junio de 2014 se publicó la definitiva Orden Ministerial IET/1045/2014 de parámetros retributivos del nuevo marco regulatorio aplicable a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, y aunque se han modificado los valores de los parámetros previstos en los borradores publicados con anterioridad, no supone una variación significativa en los resultados esperados de GNF Renovables a partir de los borradores previos.

Asimismo, el pasado 1 de agosto se publicó la Orden IET/1459/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y que establecen el marco retributivo al que optarán los proyectos eólicos en tramitación de GNFR en Canarias.

Durante este tercer trimestre se ha continuado con las obras asociadas a la construcción del Parque Eólico Cordal de Montouto de 14 MW en Galicia, que se prevé que entre en operación comercial a finales de 2014.

4.4.2.- Global Power Generation

Con fecha 1 de octubre 2014 Gas Natural Fenosa crea la sociedad Global Power Generation 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 epígrafe integra todos los activos y participaciones de generación internacional del Grupo en México, Puerto Rico, República Dominicana, Panamá, Kenia y Australia (proyectos eólicos), así como los activos que se explotan para terceros a través de O&M Energy.

4.4.2.1.- Resultados

(cifras no auditadas)

3T14	3T13	%	(€millones)	9M14	9M13	%
225	225	-	Importe neto de la cifra de negocios	708	705	0,4
-149	-149	-	Aprovisionamientos	-489	-475	2,9
-6	-5	20,0	Gastos de personal, neto	-15	-14	7,1
-13	-15	-13,3	Otros gastos/ingresos	-45	-52	-13,5
57	56	1,8	EBITDA	159	164	-3,0
-26	-25	4,0	Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-74	-74	-
-	-	-	Provisiones de morosidad	-	-	-
31	31	-	Resultado de explotación	85	90	-5,6

El EBITDA de Global Power Generation correspondiente al período enero-septiembre de 2014 alcanza los €159 millones, con una reducción del 3,0% frente al mismo período del año anterior.

En México, el EBITDA aumenta un 3,2% (un 6% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido fundamentalmente al mayor ingreso de capacidad asociado a un diferente calendario de mantenimientos frente al año anterior.

El EBITDA de República Dominicana presenta una variación negativa del 17,7% (un 15,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio) como consecuencia del extraordinario nivel de producción del primer semestre del año anterior, motivado por la salida del sistema de unidades de generación más eficientes y la menor generación hidráulica.

El EBITDA de Panamá disminuye un 64,5% (un 63,4% sin considerar el efecto del tipo de cambio) debido a la escasez de precipitaciones en las zonas donde están ubicadas las centrales hidráulicas. 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.

En Kenia el EBITDA disminuye un 13,5% (un 11,2% sin considerar el efecto del tipo de cambio). El descenso se debe fundamentalmente a la fluctuación de los precios del combustible, a la menor venta de energía (por menor utilización de las plantas), así como a un moderado incremento de gastos por replanificación de tareas de mantenimiento.

4.4.2.2.- Principales magnitudes

3T14	3T13	%		9M14	9M13	%
-	-	-	Capacidad de generación eléctrica (MW):	2.429	2.429	-
-	-	-	México (CC)	2.035	2.035	-
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	51	51	-
-	-	-	Panamá (hidráulica)	22	22	-
-	-	-	Panamá (fuel)	11	11	-
-	-	-	República Dominicana (fuel)	198	198	-
-	-	-	Kenia (fuel)	112	112	-
4.631	4.667	-0,8	Energía eléctrica producida (GWh):	13.492	13.778	-2,1
4.187	4.136	1,2	México (CC)	12.301	12.224	0,6
47	74	-36,5	Costa Rica (hidráulica)	118	164	-28,0
16	23	-30,4	Panamá (hidráulica)	43	50	-14,0
4	2	-	Panamá (fuel)	28	11	-
275	295	-6,8	República Dominicana (fuel)	628	923	-32,0
102	137	-25,5	Kenia (fuel)	374	406	-7,9
-	-	-	Factor de disponibilidad (%):			
-	-	-	México (CC)	98,0	95,3	2,8
-	-	-	Costa Rica (hidráulica)	93,1	97,4	-4,4
-	-	-	Panamá (hidráulica y fuel)	90,9	93,4	-2,7
-	-	-	República Dominicana (fuel)	89,5	90,1	-0,7
-	-	-	Kenia (fuel)	86,9	87,0	-0,1

La producción en México ha sido ligeramente superior a la registrada el año anterior como resultado del diferente calendario de mantenimientos y revisiones entre ambos años así como por la mayor venta de excedente.

La producción hidráulica en Costa Rica se ha visto afectada por el escaso régimen de lluvias registrado durante la primera parte de este año, el bajo despacho así como por la parada programada realizada en septiembre en la Central de Cachi, de la cual obtenemos el agua. La menor disponibilidad respecto al año anterior es consecuencia de la parada de Cachí comentada.

La mayor producción en Panamá se debe a la mayor generación de las centrales térmicas, despachadas por requerimiento de la demanda para compensar la menor generación hidráulica del país, 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 instalaciones hidráulicas.

La generación en República Dominicana disminuyó un 32,0% como resultado del nivel extraordinario de la producción registrado en 2013 por la salida de recursos más eficientes del sistema así como por la menor generación hidráulica en el país.

La producción con fuel en Kenia ha disminuido un 7,9% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los 374 GWh. Este descenso se debe al menor despacho de la planta 1 en el país, como consecuencia de la entrada en operación comercial de instalaciones con tecnología más eficiente.

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 remite información sobre los resultados del primer trimestre de 2014 (comunicado el 6 de mayo de 2014, número de registro 204677).

- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados del primer trimestre de 2014 (comunicado el 6 de mayo de 2014, número de registro 204683).
- Gas Natural comunica de un auto del Tribunal de Palermo que establece, como medida preventiva, la administración judicial temporal de determinadas sociedades en Italia (comunicado el 6 de mayo de 2014, número de registro 206261).
- Gas Natural Fenosa comunica cambios en la Comisión Ejecutiva (comunicado el 30 de mayo de 2014, número de registro 206533).
- Gas Natural Fenosa remite nota de prensa sobre la firma de un nuevo acuerdo con la norteamericana Cheniere para el suministro de gas natural licuado (comunicado el 2 de junio de 2014, número de registro 206615).
- Gas Natural Fenosa acuerda la venta de su filial de telecomunicaciones (comunicado el 9 de junio de 2014, número de registro 206944).
- Gas Natural Fenosa y la sociedad brasileña Cemig firman un acuerdo para la potenciación del desarrollo de la red de distribución de gas natural en Brasil (comunicado el 16 de junio de 2014, número de registro 207242).
- Gas Natural Fenosa informa que el Consejo de Administración de Gas Natural Sdg, S.A. ha acordado modificar el Código Interno de Conducta en materias relativas a los Mercados de Valores (comunicado el 27 de junio de 2014, número de registro 207725).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del primer semestre de 2014 (comunicado el 4 de julio de 2014, número de registro 208041).
- Gas Natural Fenosa remite comentarios a la revisión regulatoria del sector del gas natural (comunicado el 7 de julio de 2014, número de registro 208153).
- Gas Natural Fenosa remite el informe de resultados del primer semestre de 2014 (comunicado el 24 de julio de 2014, número de registro 208898).
- Gas Natural Fenosa remite presentación de resultados correspondiente al primer semestre de 2014 (comunicado el 24 de julio de 2014, número de registro 208908).
- Gas Natural Fenosa remite información sobre los resultados del primer semestre de 2014 (comunicado el 29 de julio de 2014, número de registro 209230).
- Gas Natural Fenosa realiza una oferta por el 100% de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (comunicado el 12 de octubre de 2014, número de registro 211827).
- Gas Natural Fenosa anuncia multiconferencia sobre la oferta por la empresa chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (comunicado el 12 de octubre de 2014, número de registro 211828).
- Gas Natural Fenosa remite detalle de la multiconferencia sobre la oferta por la empresa chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (comunicado el 13 de octubre de 2014, número de registro 211831).
- Gas Natural Fenosa remite presentación sobre la oferta por la empresa chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (comunicado el 13 de octubre de 2014, número de registro 211835).
- Gas Natural Fenosa publica la invitación a la multiconferencia de los resultados del período enero-septiembre de 2014 (comunicado el 22 de octubre de 2014, número de registro 212529).

- 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

(€ millones)	9M14	9M13(*)
Importe neto de la cifra de negocios	18.223	18.273
Otros ingresos de explotación	205	174
Aprovisionamientos	-12.803	-12.654
Gastos de personal	-617	-633
Otros gastos de explotación	-1.402	-1.470
EBITDA	3.606	3.690
Otros resultados	253	8
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	-1.184	-1.198
Dotación a provisiones	-185	-169
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.490	2.331
Resultado financiero	-587	-593
Resultado enajenación instrumentos financieros	-	1
Resultado de entidades método participación	-75	-54
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.828	1.685
Impuesto sobre beneficios	-448	-396
Intereses minoritarios	-141	-169
RESULTADO ATRIBUIBLE AL GRUPO	1.239	1.120

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

EBITDA

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
DISTRIBUCIÓN GAS	390	395	400		
España	227	225	224		
Italia	16	18	16		
Latinoamérica	147	152	160		
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	232	224	259		
España	141	146	152		
Moldavia	12	6	8		
Latinoamérica	79	72	99		
GAS	322	312	257		
Infraestructuras	71	69	71		
Aprovisionamientos y comercialización	251	243	186		
ELECTRICIDAD	247	227	249		
España	197	175	192		
Global Power Generation	50	52	57		
RESTO	33	39	20		
TOTAL EBITDA	1.224	1.197	1.185		

(€millones)	1T13	2T13	3T13	4T13	2013(*)
DISTRIBUCIÓN GAS	414	428	440	390	1.672
España	225	227	249	216	917
Italia	17	18	18	16	69
Latinoamérica	172	183	173	158	686
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	241	240	240	228	949
España	147	149	146	132	574
Moldavia	12	8	7	8	35
Latinoamérica	82	83	87	88	340
GAS	331	265	265	283	1.144
Infraestructuras	67	68	57	66	258
Aprovisionamientos y comercialización	264	197	208	217	886
ELECTRICIDAD	284	246	215	235	980
España	230	192	159	181	762
Global Power Generation	54	54	56	54	218
RESTO	15	33	33	23	104
TOTAL EBITDA	1.285	1.212	1.193	1.159	4.849

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

Inversiones materiales e intangibles

(€millones)	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
DISTRIBUCIÓN GAS	82	118	142		
España	48	68	75		
Italia	3	6	6		
Latinoamérica	31	44	61		
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD	44	70	93		
España	20	40	57		
Moldavia	2	3	4		
Latinoamérica	22	27	32		
GAS	183	7	13		
Infraestructuras	178	2	5		
Aprovisionamientos y comercialización	5	5	8		
ELECTRICIDAD	39	76	80		
España	16	31	40		
Global Power Generation	23	45	40		
RESTO	9	38	21		
TOTAL	357	309	349		

(€millones)	1T13	2T13	3T13	4T13	2013(*)
DISTRIBUCIÓN GAS EUROPA	79	113	108	190	490
España	44	66	59	110	279
Italia	3	5	5	17	30
Latinoamérica	32	42	44	63	181
DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD EUROPA	40	97	104	116	357
España	19	62	64	70	215
Moldavia	1	2	4	7	14
Latinoamérica	20	33	36	39	128
GAS	5	8	7	17	37
Infraestructuras	2	3	1	6	12
Aprovisionamientos y comercialización	3	5	6	11	25
ELECTRICIDAD	49	131	81	160	421
España	36	47	32	60	175
Global Power Generation	13	84	49	100	246
RESTO	21	34	4	91	150
TOTAL	194	383	304	574	1.455

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

(€ millones)	30/09/14	30/09/13(*)
Activo no corriente-	33.081	32.902
Inmovilizado intangible	7.888	7.997
Inmovilizado material	20.218	20.406
Inversiones método participación	2.322	2.496
Activos financieros no corrientes	1.562	987
Activos por impuesto diferido	1.091	1.016
Activo corriente-	9.967	11.794
Existencias	937	820
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.792	4.285
Otros activos financieros corrientes	333	1.286
Efectivo y medios líquidos equivalentes	3.905	5.403
TOTAL ACTIVO	43.048	44.696

(€ millones)	30/09/14	30/09/13(*)
Patrimonio neto-	15.985	15.198
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	14.420	13.648
Intereses minoritarios	1.565	1.550
Pasivo no corriente-	20.054	22.070
Ingresos diferidos	830	887
Provisiones no corrientes	1.457	1.544
Pasivos financieros no corrientes	14.884	16.956
Pasivos por impuesto diferido	2.014	1.969
Otros pasivos no corrientes	869	714
Pasivo corriente-	7.009	7.428
Provisiones corrientes	108	89
Pasivos financieros corrientes	2.866	3.524
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.617	3.499
Otros pasivos corrientes	418	316
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	43.048	44.696

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

(€ millones)	9M14	9M13(*)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.069	2.508
Resultado antes de impuestos	1.828	1.685
Ajustes del resultado	1.401	1.767
<i>Cash flow operativo</i>	3.229	3.452
Cambios en el capital corriente	-261	-199
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	-899	-745
Pagos/ cobros de intereses	-616	-532
Cobros de dividendos	37	25
Pagos por impuesto sobre beneficios	-320	-238
Flujos de efectivo por actividades de inversión	-422	-1.144
Pagos por inversiones	-1.201	-1.895
Cobros por desinversiones	731	711
Otros flujos de efectivo de actividades de inversión	48	40
Flujos de efectivo por actividades de financiación	-1.914	-243
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	-816	814
Pagos por dividendos	-1.047	-1.005
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	-51	-52
Efecto de tipos de cambio sobre efectivo y medios líquidos equivalentes	-	-41
Variación neta de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	-267	1.080
Efectivo y medios líquidos equivalentes a inicio del período	4.172	4.323
Efectivo y medios líquidos equivalentes a fin del período	3.905	5.403

(*) Reexpresado aplicando NIIF 11

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

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

e-mail:
relinversor@gasnaturalfenosa.com

Web:
www.gasnaturalfenosa.com

IV. INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL